

ГИДРО- ГЕНЕРАТОРЫ



Ленинград

ЭНЕРГОИЗДАТ

Ленинградское отделение

1982

ПРЕДИСЛОВИЕ

Гидроэнергетика непрерывно развивается в направлении увеличения мощности строящихся ГЭС. В СССР построены такие энергетические гиганты, как Братская, Усть-Илимская, Красноярская, Саяно-Шушенская ГЭС мощностью каждая от 4 до 6 миллионов киловатт, и намечено строительство еще более мощных ГЭС. Этим предопределяется постоянный рост единичной мощности гидрогенераторов. Уже введены в эксплуатацию агрегаты по 500—700 МВт и предстоит создание гидрогенераторов мощностью 1—1,5 миллиона киловатт.

Повышение требований в отношении технико-экономических показателей, качества, надежности и долговечности гидрогенераторов вызвали необходимость совершенствования конструкций основных узлов, методов расчета и контроля. Достижения в этих областях сделали возможным значительно поднять общий уровень гидрогенераторостроения. Советский Союз занимает ведущее место в области производства гидрогенераторов, обеспечивая ими не только постоянно растущие внутренние потребности, но и поставляя значительную часть гидрогенераторов на экспорт.

Авторы настоящей книги стремились изложить на современном научном и инженерном уровне общие концепции создания высокоиспользованных гидрогенераторов, вопросы их проектирования и эксплуатации. В книге не изложены электромагнитные и некоторые прочностные расчеты, методы выбора основных размеров, а также весьма кратко описаны типовые конструкции. В значительной мере это связано с тем, что данные вопросы достаточно подробно освещены в книге «Проектирование гидрогенераторов» [38]. Основное внимание авторы уделили тем разделам, которые в упомянутой книге или отсутствовали, или были изложены недостаточно подробно. Кроме того, рассмотрены те конструкции и методы расчетов, которые получили развитие за время, прошедшее с момента выхода в свет «Проектирования гидрогенераторов».

Данная книга создана коллективом авторов, являющихся сотрудниками НИИ ЛПЭО «Электросила» и института ВНИИ-Электромаш. Главы 1, 3, 4 и 6 написаны Г. Б. Пинским, § 3-4 — В. В. Домбровским, Главы 2 и 5 — В. В. Домбровским, Главы

7, 8 и 10 — Э. В. Школьниковом с участием А. С. Папера. Глава 9 — А. А. Дукштау, В. В. Домбровским и Г. Б. Пинским. Главы 11, 12 и 18 — А. С. Папером, § 11-2 — Г. Б. Пинским. Глава 13 — Э. В. Школьниковом и А. С. Папером, § 13-5 — Г. Б. Пинским. Главы 14—17 — И. А. Глебовым.

Авторы признательны руководству ЛПЭО «Электросила» и товарищам по работе за помощь в издании настоящей книги.

Все замечания и пожелания по книге просьба направлять по адресу: 191041, Ленинград, Марсово поле, 1, Ленинградское отделение Энергоиздата.

Авторы

ТИПЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ И ИХ ОСОБЕННОСТИ

1-1. ОСНОВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Среди всех типов электрических машин гидрогенераторы занимают особое место. Это связано с тем, что, будучи, как и турбогенераторы, наиболее мощными электрическими машинами, они в то же время характеризуются весьма низкими номинальными частотами вращения и потому превосходят все другие электрические машины по значениям вращающих моментов, по своим радиальным размерам и габаритам, массам вращающихся частей и общим массам машин, динамическим моментам инерции, нагрузкам на подшипники, расходам охлаждающего агента.

Размеры гидрогенераторов — самых материалоемких и трудоемких электрических машин — определяют значительную длительность цикла их производства, необходимость использования при этом большого числа сложной технологической оснастки и специального мерительного инструмента, создаваемых заново для каждого нового типа машин.

Для изготовления гидрогенераторов требуется разнообразный парк станков, в том числе и некоторых уникальных, мощное крановое, пресловое, кузнечное и термическое оборудование, наличие развитых вспомогательных специализированных производств — литейного, сварочного, штамповочного, изоляционного и др.

Поскольку размеры и массы гидрогенераторов не позволяют транспортировать их в собранном виде до гидроэлектростанций, основные работы по сборке всех крупных узлов и машин в целом осуществляются при монтаже гидрогенераторов и представляют собой, по существу, продолжение начатого на заводе производственно-технологического процесса.

Создание и ввод в эксплуатацию гидрогенератора — один из центральных этапов в сооружении гидроэлектростанции, строительство которой всегда является значительным событием в развитии целого экономического района.

Гидрогенераторы являются типичными представителями машин мелкосерийного или единичного производства, так как по условиям водотока для каждой строящейся ГЭС требуется, как правило, новый тип агрегата. Поэтому номенклатура выпускаемых гидрогенераторов постоянно обновляется, что позволяет

с учетом накапливаемого опыта и достижений в смежных областях техники совершенствовать конструкции гидрогенераторов быстрее, чем других крупных электрических машин.

Все это вместе взятое делает гидрогенераторостроение в известной мере престижной отраслью крупного электромашиностроения, об уровне которого в целом судят по достижениям в области производства гидрогенераторов.

Несмотря на разнообразие конструкций гидрогенераторов, до настоящего времени отсутствует их классификация, что связано с трудностями выделения важнейших признаков, определяющих основные исполнения. Обычно в качестве таких признаков указывают число и расположение подшипников относительно ротора, а также системы охлаждения и возбуждения.

Одним из главных факторов, определяющих конструкцию гидрогенератора, является, безусловно, положение оси его валопровода. По этому признаку все гидрогенераторы могут быть разбиты на две группы: *вертикальные* и *горизонтальные*.

Подавляющее большинство гидрогенераторов выполняется с вертикальным валом, что обусловлено спецификой привода — гидравлической турбины, нерентабельностью, а во многих случаях и невозможностью создания гидрогенераторов больших размеров в горизонтальном исполнении по условиям обеспечения необходимых жесткостей статора и ротора, а также выполнения подшипников соответствующей грузоподъемности. Сборка, эксплуатация и ремонт крупных вертикальных машин осуществляются значительно легче, чем горизонтальных. Однако вертикальное положение валопровода приводит к появлению в конструкции гидрогенератора опорных элементов — подпятника и во многих случаях опорной крестовины, которые должны быть рассчитаны на восприятие усилий от массы вращающихся частей генератора и турбины, а также от реакции воды на ее рабочее колесо.

В свою очередь, вертикальные гидрогенераторы подразделяются на два основных типа: *зонтичный*, с расположением подпятника под ротором на нижней крестовине или на подставке на крышке турбины (см. рис. 7-3 и 7-4), и *подвесной*, с подпятником, устанавливаемым над ротором, на верхней крестовине (см. рис. 7-1 и 7-2). Не существует четкой границы между областями применения этих двух исполнений вертикальных гидрогенераторов, во многих случаях оба могут быть использованы. Для генераторов с низкими и средними частотами вращения (до 150 об/мин) характерно в основном зонтичное исполнение, хотя имеются примеры его реализации при значительно более высоких частотах вращения и отмечается постепенный переход к зонтичному исполнению все более быстроходных машин. Последние изготавливаются, как правило, подвесного типа.

В зарубежной практике иногда различают зонтичное и *полузонтичное* исполнения, понимая при этом под первым исполнение ротора в виде усеченного конуса благодаря изогнутой

форме спиц остова, чем достигается максимальное приближение плоскости трения подпятника к магнитной оси ротора, а под вторым — обычную конструкцию с прямолинейными спицами ротора.

Горизонтальное исполнение до недавнего времени применялось в основном для быстроходных гидрогенераторов, спариваемых, как правило, с одной или двумя (по обе стороны агрегата) ковшевыми турбинами. Горизонтальные гидрогенераторы при достаточно высоких частотах вращения оказываются более компактными и легкими по сравнению с вертикальными.

К горизонтальному расположению вала прибегали также при создании некоторых типов небольших прямоточных и приплотинных установок, не получивших, однако, сколько-нибудь существенного распространения и не имеющих большого энергетического значения. Вместе с тем развитие работ по прямоточным машинам привело к созданию нового типа энергетического оборудования — капсульного гидроагрегата, состоящего из *капсульного* гидрогенератора и поворотной лопастной турбины, совмещенных в одном корпусе и расположенных под водой.

Такие агрегаты нашли широкое применение для низконапорных русловых, а также приливных ГЭС. Они характеризуются относительно небольшими частотами вращения и искусственно уменьшенными у генераторов радиальными размерами, что достигается использованием более эффективных, принудительных систем охлаждения. Единичная мощность капсульных гидроагрегатов не превышает 50 МВт, однако при необходимости она может быть значительно повышена.

Обоим известным исполнениям вертикальных гидрогенераторов соответствуют свои модификации капсульных машин: подвесному — конструктивная схема с размещением подпятника и контрподпятника между турбиной и генератором, зонтичному — компоновка с расположением подпятника и контрподпятника со стороны, противоположной турбине.

Известны также весьма редкие установки небольших гидроагрегатов с *наклонной* осью.

Наряду с положением оси вращения в качестве другого классификационного признака для гидрогенераторов может быть предложена и их функциональная роль в энергосистеме. В этом плане все гидрогенераторы делятся на две группы: генераторы обычного исполнения, предназначенные в основном для выработки в сеть электрической энергии, и *обратимые* машины, в различное время работающие в генераторном (турбинном) или двигательном (насосном) режиме.

Оснащенные обратимыми гидроагрегатами гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), называемые иногда также насосно-аккумулирующими (НАЭС), служат для покрытия пиков нагрузки энергосистем либо переводятся в режим потребления активной мощности, выравнивая общий график нагрузки системы

и перекачивая при этом воду из нижнего бассейна в верхний (аккумулирование).

Обратимые гидроагрегаты в зависимости от того, совмещают или нет входящие в них единицы оборудования различные функции, могут быть четырехмашинными, трехмашинными и двухмашинными. Последние (турбина — насос и генератор — двигатель), как наиболее компактные, дешевые и простые в обслуживании, обычно предпочтительнее и с освоением обратимых машин нашли самое широкое применение.

Обратимые гидрогенераторы могут быть вертикальными и горизонтальными, зонтичными и подвесными. Особенности капсульных генераторов изложены ниже.

Заслуживает быть отмеченным отдельно, несмотря на пока единичный пример осуществления (Иовская ГЭС), асинхронизированный тип гидрогенератора (АС-генератор), позволяющий в отличие от обычных синхронных машин при вращении агрегата с различными скольжениями относительно синхронной скорости обеспечивать постоянную и номинальную частоту сети. Достигается это созданием бегущего относительно ротора с частотой скольжения магнитного поля возбуждения.

От обычных машин АС-гидрогенераторы Иовской ГЭС отличаются конструкцией ротора, выполненного неявнополюсным и снабженного двумя распределенными обмотками, сдвинутыми относительно друг друга на 90 электрических градусов. Быстродействующая система регулирования тока возбуждения в каждой из обмоток по определенным законам автоматически обеспечивает равенство частоты вращения поля ротора относительно самого ротора (с учетом ее направления) разности синхронной частоты и частоты вращения ротора.

По сравнению с обычными машинами, имеющими те же номинальные данные, АС-генераторы характеризуются несколько большими размерами и стоимостью, меньшим КПД и затрудненными условиями обслуживания, так как требуют для замены стержней любой обмотки выема ротора или подъема статора, но обладают и значительными преимуществами в отношении устойчивости их работы в сети. Асинхронизированные генераторы могут найти применение в системах, где требуется особо высокая точность поддержания частоты.

1-2. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ РАЗМЕРЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

На выбор основных размеров гидрогенераторов влияет большое число факторов: требования к параметрам и режимам работы, условия охлаждения, размещения и компоновки генератора, характеристики используемых материалов и т. д. Но наиболее важными, определяющими ограничениями при проектировании каждого нового типа гидрогенератора являются следующие:

1. Уровень нагрева активных частей, и в первую очередь обмотки статора, являющейся, как правило, лимитирующей в тепловом отношении, не должен превышать допустимых значений. При системе косвенного воздушного охлаждения это требование практически сводится к тому, что градиент перепада температуры в изоляции обмотки статора должен находиться в известных пределах, определяемых характеристиками самой изоляции.

В отдельных случаях при повышенных требованиях в отношении значения синхронного индуктивного сопротивления по продольной оси x_d , а также в ряде мощных быстроходных гидротурбин лимитирующей в тепловом отношении может оказаться обмотка возбуждения.

2. Гидротурбина должна быть рассчитана на заданную угонную частоту вращения $n_y = k_y n_H$ (k_y — коэффициент угона). При этом средние механические напряжения во всех элементах ротора, в том числе и в его обычно наиболее напряженном узле — ободу, не должны превосходить предела текучести материалов (принимаемый запас составляет, как правило, не менее 10—20 %), а упругая радиальная деформация не должна достигать определенной доли размера воздушного зазора.

3. По условиям статической и динамической устойчивости работы генераторов на линию электропередачи их основные индуктивные сопротивления — синхронное x_d и переходное x'_d — не должны превышать заданных значений. Величина x'_d определяется в значительной мере линейной нагрузкой статора A и поэтому оказывает большое влияние на размеры машин. Синхронное индуктивное сопротивление, будучи функцией размера воздушного зазора, влияет на требуемую мощность возбуждения и нагрев обмотки ротора и потому также может сказываться на выборе основных размеров гидротурбины.

4. По условиям регулирования гидравлической турбины, прочности напорного трубопровода и ограничения максимального повышения частоты вращения при сбросах нагрузки динамический момент инерции гидротурбины GD^2 должен быть не менее определенного значения. Одной из задач конструктора является достижение последнего соответствующим выбором размеров генератора без искусственного утяжеления ротора.

Основные зависимости между размерами и параметрами. Исследование соотношений между электромагнитными и тепловыми нагрузками, размерами и параметрами гидротурбин позволяет установить следующие зависимости:

$$C_x = \frac{\sqrt{\tau^5 x'_d} l_t 2p}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{\lambda_i}{\Delta_i}} \approx 57,5; \quad (1-1)$$

$$C'_x = \frac{\sqrt{D_i^5 n_{\text{ном}}^3 x'_d} l_t}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{\lambda_i}{\Delta_i}} \approx 1,55 \cdot 10^6. \quad (1-2)$$

Здесь $S_{\text{ном}}$ — мощность гидрогенератора, кВ · А; $n_{\text{ном}}$ — номинальная частота вращения, об/мин; $2p$ — число полюсов; D_i — диаметр расточки статора, см; τ — полюсное деление, см; l_t — длина сердечника статора, см; λ_i — удельная теплопроводность изоляции обмотки статора, Вт/(см · °С); Δ_i — односторонняя толщина изоляции обмотки статора, см.

Постоянные C_x и C'_x получены из условий постоянства перепада температуры в изоляции обмотки статора и пропорциональности индуктивного сопротивления пазового рассеяния обмотки переходному индуктивному сопротивлению.

В отличие от постоянной Арнольда или коэффициента Эссона, изменяющихся в широком диапазоне в функции основных данных машины (мощность и частота вращения), постоянные C_x и C'_x не зависят не только от них, но и от переходного индуктивного сопротивления и типа изоляции обмотки статора.

Выражения (1-1) и (1-2) позволяют сделать выводы о степени влияния x'_d и характеристик изоляции на размеры генератора:

активный объем машины обратно пропорционален $\sqrt{x'_d}$;

переход от micaлентной компаундированной изоляции к более теплопроводной терморепактивной изоляции при одинаковой их толщине позволяет повысить электромагнитное использование генераторов приблизительно на 15 %.

Аналогичные выводы могут быть сделаны на основе выражения для линейной нагрузки статора A , полученного из тех же предпосылок, что и выражения (1-1) и (1-2):

$$A \approx 2800 \sqrt{\tau x'_d} \sqrt{\frac{\lambda_i}{\Delta_i}}. \quad (1-3)$$

Формулы (1-1) — (1-3), по существу, устанавливают связь между условиями нагрева и требованием в отношении значения переходного индуктивного сопротивления машины. Принимая во внимание, кроме этой связи, прочие условия (динамический момент инерции, прочность ротора), можно определить размеры генератора с учетом основных факторов, влияющих на их выбор.

«Естественный» динамический момент инерции, достигаемый без искусственного утяжеления обода ротора, в килограммах-метрах в квадрате может быть рассчитан по следующей эмпирической зависимости:

$$GD^2 \approx 5D_i^{3,5} l_t \cdot 10^{-6}. \quad (1-4)$$

Решая совместно (1-1) и (1-4), а также (1-2) и (1-4), найдем

$$\tau \approx 1,1 \cdot 10^7 \frac{GD^2 \sqrt{x'_d}}{(2p)^{2,5} S_{\text{ном}} C_x} \sqrt{\frac{\lambda_i}{\Delta_i}}; \quad (1-5)$$

$$D_i \approx 2 \cdot 10^5 \frac{GD^2 \sqrt{n_{\text{ном}}^3 x'_d}}{S_{\text{ном}} C'_x} \sqrt{\frac{\lambda_i}{\Delta_i}}. \quad (1-6)$$

Для практических расчетов более удобно выражать полюсное деление через механическую постоянную H :

$$\tau \approx 1,1 \cdot 10^5 \frac{H}{C_x} \sqrt{\frac{x'_d}{2p}} \sqrt{\frac{\lambda_i}{\Delta_i}}. \quad (1-7)$$

Формулы (1-5) — (1-7) дают возможность выбрать в первом приближении внутренний диаметр сердечника статора (или полюсное деление), который обеспечивает приемлемый уровень нагрева обмотки статора с учетом известных характеристик ее изоляции и позволяет удовлетворить поставленным требованиям в отношении x'_d и GD^2 . При этом длина сердечника статора может быть определена по выражениям (1-1), (1-2) и (1-4).

Вместе с тем предварительно выбранный диаметр генератора должен быть проверен по условию механической прочности ротора. В тех случаях, когда средние напряжения растяжения в ободе ротора выше допустимых или требуется необычно широкий обод ротора для сохранения его прочности при угоне, необходимо либо уменьшить диаметр машины и ее электромагнитное использование, либо понизить предъявляемые требования к параметрам, и в первую очередь к GD^2 .

Анализ взаимосвязей уровня механических напряжений в ободе ротора и значения махового момента в функции размеров машины и угонной частоты вращения позволяет получить следующие приближенные выражения: для динамического момента инерции

$$GD^2 \approx 1300 \frac{D_i^2 l_t}{k_o} \frac{1}{n_y^2} \frac{h_o}{D_i} \sigma \left(1 - \frac{2h_{mp}}{D_i}\right)^2 \quad (1-8)$$

и механической постоянной ротора

$$H \approx 3550 \frac{1}{k_o k_y^2} \frac{1}{n_{ном} C_\varepsilon} \frac{h_o}{D_i} \sigma \left(1 - \frac{2h_{mp}}{D_i}\right)^2. \quad (1-9)$$

Здесь h_o — ширина обода ротора, см; k_o — коэффициент ослабления обода ротора (в среднем 1,6 для шихтованных роторов); σ — среднее механическое напряжение в ободе ротора при угоне, МПа; h_{mp} — высота сердечника полюса с полюсным башмаком см; C_ε — коэффициент Эссона, кВ·А/(м³·об/мин).

Выражения (1-8) и (1-9) получены в предположении, что доля массы обода и полюсов в создании суммарного динамического момента инерции ротора составляет в среднем 0,85, и при допущении, что массы обода и полюсов условно сосредоточены по диаметру $D_i - 2h_{mp}$.

Формулы (1-1) — (1-9) отражают внутренние связи между основными размерами, параметрами и нагрузками гидрогенераторов и могут быть использованы при выборе первого расчетного варианта.

Одним из важнейших размеров электрических машин является размер воздушного зазора δ , который в конечном итоге

определяет синхронное индуктивное сопротивление и статическую перегружаемость генераторов, мощность возбуждения и плотность потерь на поверхности полюсов ротора.

В крупных быстроходных гидрогенераторах, когда по режимным условиям требуется пониженное значение синхронного индуктивного сопротивления, необходимо электромагнитное использование машин для сохранения МДС ротора F_e в допустимых пределах, определяемых возможностями охлаждения обмотки возбуждения.

МДС ротора на пару полюсов может быть с некоторым приближением рассчитана по формуле

$$F_e \approx A\tau \left(\frac{0,38 + 0,64x'_d}{x_d - 0,47x'_d} + \frac{0,38}{x_d} + 0,64 \right) [1 + 0,56(0,85 - \cos \varphi)]. \quad (1-10)$$

С помощью выражения (1-10) можно на начальной стадии проектирования по основным параметрам и нагрузкам определить МДС ротора. Если максимальное сечение меди катушки обмотки возбуждения q_{em} , которую при известном τ удастся расположить на полюсе, достаточно и плотность тока в обмотке $J_e = E_e / (2q_{em})$ лежит в допустимых пределах, рассчитанный по (1-1) — (1-10) вариант машины приемлем. Если же плотность тока в обмотке возбуждения не обеспечивает требуемого уровня ее температуры, необходимо либо снизить МДС ротора, либо изыскать возможности по размещению на полюсах дополнительного объема меди обмотки, либо перейти на более эффективную систему охлаждения ротора.

Размер воздушного зазора существенно влияет и на ряд других характеристик генераторов: на значения торцевых магнитных потоков и вызываемых ими потерь в крайних пакетах сердечников и нажимных плитах статора, на значение и распределение потерь на поверхности полюсов ротора. Таким образом, тепловое состояние генератора в целом и уровень местных нагревов в значительной мере определяются размером воздушного зазора.

Кроме того, области допустимых режимов работы генераторов (по условиям устойчивости, при недовозбуждении, при зарядке линии электропередачи) определяются также размером воздушного зазора.

Предельная мощность гидрогенераторов. В связи с освоением гидроресурсов все более крупных рек и ростом мощности строящихся и проектируемых гидроэлектростанций вопрос о предельной единичной мощности генераторов постоянно является предметом технических дискуссий и находится в центре внимания.

Прогресс в области конструкций генераторов, а также в создании новых, высокоэффективных материалов постоянно расширял пределы возможных мощностей генераторов, практи-

чески всегда опережая реально требуемые развивающейся гидроэнергетикой.

С разработкой и внедрением систем непосредственного водяного охлаждения активных частей, в первую очередь обмоток статора и ротора, когда стало в принципе возможным резко уменьшить размеры генераторов, вопрос об их предельной мощности в прежнем смысле потерял свою остроту.

Однако ввиду удорожания и удлинения цикла производства генераторов с непосредственным водяным охлаждением, усложнения условий их эксплуатации по сравнению с генераторами с воздушным охлаждением, необходимости применения новых вспомогательных систем с соответствующим оборудованием, новых защит, средств автоматического контроля и регулирования целесообразность исполнения генераторов с непосредственным водяным охлаждением (несмотря на их более высокий КПД и меньшую массу) в каждом конкретном случае должна определяться индивидуально.

По этой причине представляет интерес вопрос, какова предельная мощность генераторов с косвенным воздушным охлаждением.

Эта мощность в конечном итоге определяется максимальным коэффициентом использования активного объема машины и наибольшими размерами сердечника статора. В свою очередь, коэффициент использования определяется линейной нагрузкой статора, верхняя граница которой лимитируется нагревом обмотки статора, и магнитной индукцией в воздушном зазоре генератора, которая в значительной мере зависит от характеристик электротехнической стали сердечника статора.

При применении изоляции на термореактивных связующих для обмотки статора и современных текстурованных электротехнических сталей в крупных генераторах может быть принят коэффициент использования $C_{\Sigma} = 8 \text{ кВ} \cdot \text{А} / (\text{м}^3 \cdot \text{об/мин})$. В дальнейшем при совершенствовании термореактивной изоляции, а также при ожидаемом улучшении качества электротехнических сталей следует предполагать повышение максимума коэффициента Эссона до $9\text{—}10 \text{ кВ} \cdot \text{А} / (\text{м}^3 \cdot \text{об/мин})$.

Максимальный диаметр ротора (и, следовательно, наибольший диаметр расточки статора) определяется по условию прочности обода ротора, напряжение растяжения в котором при уgone может быть вычислено в мегапаскалях по следующей формуле:

$$\sigma = \left[0,00612 \left(1 - \frac{h_{mp}}{D_i} \right) \frac{h_{mp}}{h_o} + 0,008 \left(1 - \frac{2h_{mp}}{D_i} - \frac{h_o}{D_i} \right)^2 \right] k_o v_y^2, \quad (1-11)$$

где v_y — окружная скорость на периферии ротора при уgone, м/с.

В настоящее время для обода ротора нашли применение тонколистовые стали с пределом текучести 500 МПа и удовлетворительными пластическими свойствами, позволившие существ-

венно повысить уровень допустимых напряжений и принять в мощных генераторах $\sigma = 400$ МПа.

Ширина обода ротора с увеличением мощности и размеров применяемых для его изготовления прессов может быть увеличена. По-видимому, наибольшая целесообразная ширина обода ротора составляет около 1 м. Увеличение ее с 1 до 1,1 м позволяет применительно к генераторам предельной мощности увеличить диаметр ротора в среднем только на 1 %.

Таким образом, полагая $\sigma = 400$ МПа и $h_o = 1$ м, а также $k_o = 1,6$ и $h_{mp} = 0,32$ м, можно рассчитать, пользуясь выраже-

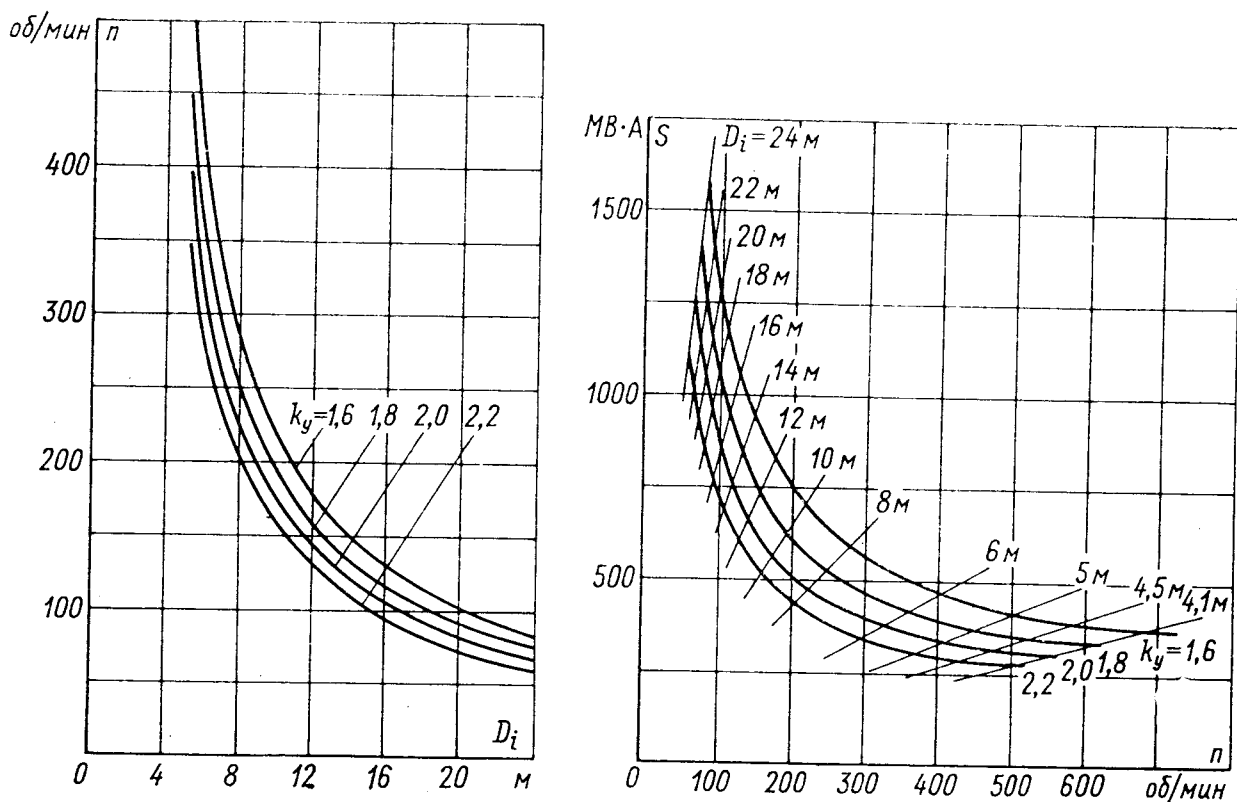


Рис. 1-1. Зависимость максимальной частоты вращения гидрогенераторов от диаметра расточки статора и коэффициента угона

Рис. 1-2. Предельная мощность гидрогенераторов

нием (1-11), максимальную частоту вращения ротора, которая может быть допущена при данном его диаметре и известном коэффициенте угона (рис. 1-1).

Максимальная длина сердечника статора по условиям его транспортировки железнодорожным транспортом составляет 3,6 м. Кроме того, как показывают опыт и специальные исследования, для обеспечения необходимой равномерности охлаждения по длине сердечника должно быть соблюдено условие $l_t/\tau \leq 4,5$.

Пользуясь зависимостями на рис. 1-1 и принимая $C_{\Sigma} = 8$ кВ·А/(м³·об/мин), $l_t = 3,6$ м (но $l_t/\tau \leq 4,5$), найдем зависимость предельной мощности генераторов с косвенным воздушным охлаждением в функции частоты вращения и коэффициента угона (рис. 1-2).

Как видно из рис. 1-2, теоретически возможно создание очень мощных гидрогенераторов без применения непосредственного водяного охлаждения. Однако такие генераторы, будучи весьма громоздкими и тяжелыми, создают значительные трудности не только в производстве, но также при транспортировке, монтаже и в эксплуатации.

Учет общих тенденций в электромашиностроении позволяет считать, что при создании сверхмощных гидрогенераторов будут использованы технические решения и средства (включая водяное охлаждение), которые избавят от необходимости обращаться к предельно возможным размерам гидрогенераторов.

1-3. КАПСУЛЬНЫЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ

В последнее время в гидроэнергетике большое распространение получили капсульные гидрогенераторы — малогабаритные герметизированные машины обтекаемой формы, работающие непосредственно в потоке воды (рис. 1-3).

Применение капсульных гидроагрегатов при строительстве низконапорных ГЭС весьма эффективно с точки зрения экономии капиталовложений и сокращения сроков строительства.

Капсульное исполнение дает возможность увеличить пропускную способность турбины, а следовательно, и ее единичную мощность при заданном напоре примерно на 30 %. Это достигается спрямлением водяного тракта, имеющего на обычных вертикальных машинах достаточно сложную форму. Кроме того, спрямление тракта позволяет настолько упростить геометрию гидросооружения, что становится реальным его осуществление в основном из сборного железобетона. Благодаря тому что капсульные гидроагрегаты имеют меньшие габариты и встраиваются непосредственно в водосливную плотину, значительно сокращается на ГЭС общий объем бетонных работ.

Наряду с указанными преимуществами, достигаемыми при применении на ГЭС с низкими напорами капсульных гидрогенераторов, последние имеют существенные недостатки, которые не позволяют их рекомендовать для любой станции. К недостаткам капсульных машин по сравнению с вертикальными генераторами классического исполнения следует в первую очередь отнести значительно более низкую статическую и динамическую устойчивость из-за худших параметров, несколько меньший КПД, а также ухудшение условий доступности к узлам и их обслуживания, из-за чего заметно затрудняются монтаж, эксплуатация и ремонт капсульных машин.

Одной из важных задач, во многом определяющей конструкцию капсульного гидрогенератора, является выбор системы охлаждения. Необходимость резкого уменьшения диаметра генератора по условиям его размещения и пропуска водяного потока к рабочему колесу гидравлической турбины привела к отказу от общепринятой схемы самовентиляции, при которой

ротор с установленными на нем вентиляторами является единственным напорным элементом. Таким образом, переход на принудительную систему охлаждения оказался вынужденным.

Получили развитие две принципиально отличные системы охлаждения крупных капсульных машин: аксиальная — воздухом нормального или повышенного давления и непосредственное водяное охлаждение. Каждая из них связана с использованием соответствующих конструкций основных узлов генераторов.

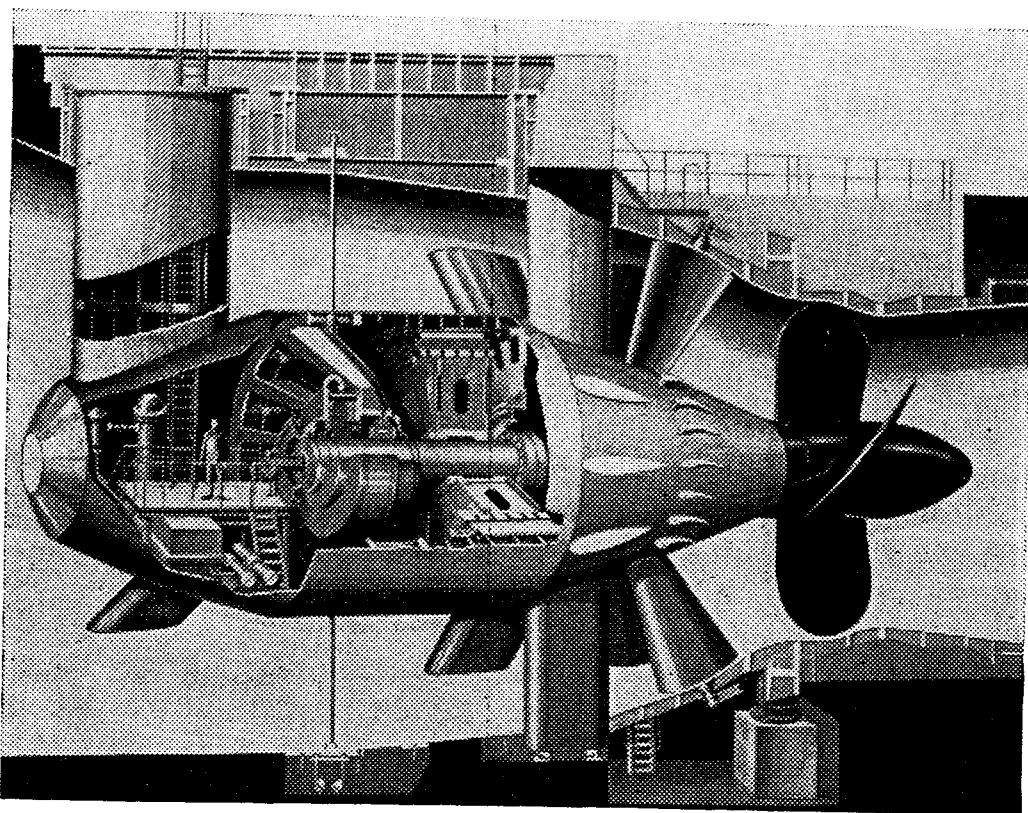


Рис. 1-3. Капсульный гидрогенератор

При применении аксиальной принудительной вентиляции с циркуляцией воздуха по замкнутому циклу для обеспечения необходимой интенсивности теплосъема со статора в зубцах сердечника выполняются продольные щелевидные каналы, позволяющие в несколько раз увеличить охлаждаемую поверхность. Таким образом, воздух проходит по нескольким параллельным путям: через воздушный зазор между статором и ротором, по каналам в зубцах сердечника статора, между спинкой сердечника и корпусом статора и в межполюсных промежутках ротора. Известны также конструкции с продувкой воздуха через специальные каналы в обмотке и спинке сердечника статора.

При аксиальной воздушной системе охлаждения мощность, затрачиваемая на вентиляцию генератора, становится весьма значительной и КПД резко снижается. Именно это обстоятельство заставляет в крупных капсульных генераторах повышать давление воздуха; при этом потери на вентиляцию снижаются

пропорционально абсолютному давлению. Однако такое решение приводит к значительному усложнению конструкции статора и его уплотнений, системы маслоснабжения подшипников, системы дренажа из капсулы, появлению тяжелой диафрагмы между камерами генератора и турбины. Кроме того, резко усложняется эксплуатация генератора и исключается его обслуживание во время работы. Все это вместе взятое, а также стремление получить более компактную, легкую, доступную и удобную в эксплуатации машину заставили продолжить поиски оптимальной для этого типа гидрогенераторов системы охлаждения.

Использование непосредственного водяного охлаждения обмоток статора и ротора, а также сердечников полюсов устранило все указанные выше трудности, полностью исключило необходимость искусственной циркуляции воздуха в генераторе, так как при надлежащем выборе материалов и размеров у капсульных машин потери в сердечнике статора отводятся водой, протекающей по каналам в проводниках обмотки статора.

Помимо получения обычных преимуществ (снижение габаритов и массы), водяное охлаждение применительно к капсульным гидрогенераторам большой мощности позволяет также значительно упростить конструкцию ряда узлов и повысить надежность работы оборудования.

Из-за более низкой температуры обмоток и их достаточно стабильного теплового режима в процессе эксплуатации при возможных изменениях нагрузки облегчаются условия работы изоляции и срок службы последней значительно удлиняется. При водяном охлаждении отпадает необходимость в сжатом воздухе, что резко упрощает системы уплотнений подпятника и подшипника и позволяет отказаться от громоздкой и тяжелой диафрагмы между турбиной и генератором. Благодаря более высокому электромагнитному использованию машины, которое может быть достигнуто при водяном охлаждении, можно выполнить конструкцию корпуса статора с развитыми радиальными поясами и, следовательно, более жесткую и одновременно более легкую.

Чрезвычайно важными эксплуатационными преимуществами генератора с водяным охлаждением по сравнению с машиной, охлаждаемой воздухом, являются возможность доступа внутрь генератора при его работе, сокращение длительности осмотров и текущих ремонтов, а также более высокий КПД, так как затраты мощности на водяное охлаждение в десятки раз меньше, чем на воздушное.

Несмотря на очевидные преимущества капсульных гидрогенераторов с водяным охлаждением, большинство фирм предпочитает выпускать машины с воздушным охлаждением, так как они менее трудоемки в изготовлении, не нуждаются в использовании ряда специальных материалов и в освоении некоторых новых конструкций, не требуют дополнительных специализиро-

ванных производств и испытаний и столь высокой культуры производства в целом.

Особенности компоновки, размещения и охлаждения капсульных гидрогенераторов, резко нарушенная против обычной геометрия активной зоны влияют на некоторые эксплуатационные показатели и параметры этих машин. Трудности создания малогабаритного генератора приводят к необходимости принятия высокого коэффициента мощности. Обычно в капсульных генераторах $\cos \varphi = 0,95 \div 1,0$; это разгружает статор от реактивного тока, а главное — позволяет разместить необходимый объем меди на полюсах при малом полюсном делении.

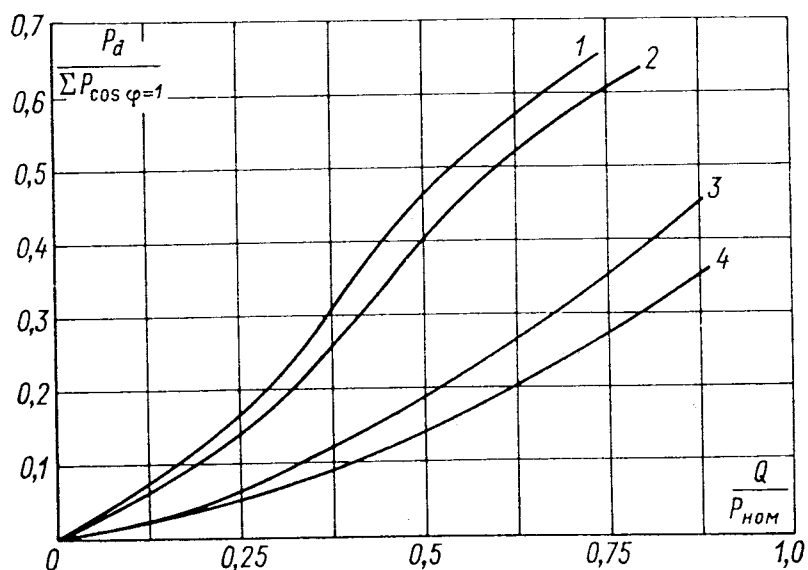


Рис. 1-4. Увеличение потерь в гидрогенераторах, обусловленное реактивной нагрузкой

1 — капсульный гидрогенератор 20 МВт, 93,8 об/мин; 2 — то же, 45 МВт, 75 об/мин; 3 — вертикальный гидрогенератор 100 МВт, 62,5 об/мин; 4 — то же, 225 МВт, 125 об/мин

Из-за пониженных значений отношения короткого замыкания резко увеличиваются потери и мощность возбуждения при незначительном понижении коэффициента мощности. Это обстоятельство, а также специфическое распределение потерь (высокая доля потерь короткого замыкания и, наоборот, малая доля потерь холостого хода) обуславливают значительно более резкое снижение КПД капсульных гидрогенераторов при уменьшении их $\cos \varphi$ по сравнению с генераторами классического исполнения.

На рис. 1-4 представлены расчетные зависимости отношения потерь, вызванных появлением реактивной нагрузки, к суммарным потерям при $\cos \varphi = 1$ от отношения реактивной нагрузки к номинальной активной мощности. Как видно из рисунка, выработка той же реактивной мощности капсульными гидрогенераторами связана с приблизительно в 2,5 раза большими потерями. Поэтому экономически целесообразно вырабатывать ее

на гидроэлектростанциях, оборудованных обычными гидроагрегатами.

Для капсульных машин характерно также пониженное номинальное напряжение обмотки статора, что, с одной стороны, позволяет уменьшить размеры генераторов и облегчить условия охлаждения статоров за счет повышения коэффициента заполнения пазов и снижения перепада температуры в изоляции, а с другой — позволяет во многих случаях достигнуть более высоких значений линейной нагрузки статора, которые определяют уровень электромагнитного использования машины и, следовательно, ее активный объем.

Оптимальным из стандартных напряжений для капсульных гидрогенераторов мощностью около $20 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ является напряжение $3,15 \text{ кВ}$, мощностью около $45 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ — $6,3 \text{ кВ}$. По-видимому, при некоторых уровнях мощности потребуется применение нестандартных напряжений, в противном случае окажется неизбежным выполнение генераторов со значительно большими размерами, чем при оптимальном напряжении.

Так как диаметр капсульных гидрогенераторов значительно меньше, чем у гидрогенераторов классического исполнения с теми же номинальными данными, механические постоянные их роторов существенно ниже и составляют $1\text{—}2 \text{ с}$. Достижение обычных значений механической постоянной не представляется возможным, а сколько-нибудь существенное их увеличение связано со значительным возрастанием массы ротора.

Малые размеры полюсных делений капсульных машин обуславливают большое рассеяние полюсной системы, высокие индукции в сердечниках полюсов и вызывают трудности размещения требуемого объема меди обмотки возбуждения на полюсах, что заставляет прибегать к уменьшенным против обычных воздушным зазорам. При этом последние должны быть выбраны с учетом как упругих деформаций ротора при разгоне, так и возможной эллипсоидальности статора и ротора, а также прогиба вала под действием силы тяжести и магнитных тяжений. Результаты расчетов с учетом указанных факторов показали допустимость воздушных зазоров приблизительно до одной тысячной диаметра ротора.

Высокое электромагнитное использование капсульных гидрогенераторов и отмеченные выше особенности геометрии их активной зоны (малый воздушный зазор, малое полюсное деление) приводят к увеличению основных индуктивных сопротивлений.

РАСЧЕТ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ И ПАРАМЕТРОВ

2.1. МАГНИТНОЕ ПОЛЕ И ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Магнитное поле гидрогенератора, как и любой электрической машины, имеет пространственно-периодическое распределение с периодом, равным двойному полюсному делению.

В торцевых зонах машины поле изменяется как в радиальном, так и в тангенциальном и осевом направлениях, но в пределах почти всей длины сердечника может рассматриваться как

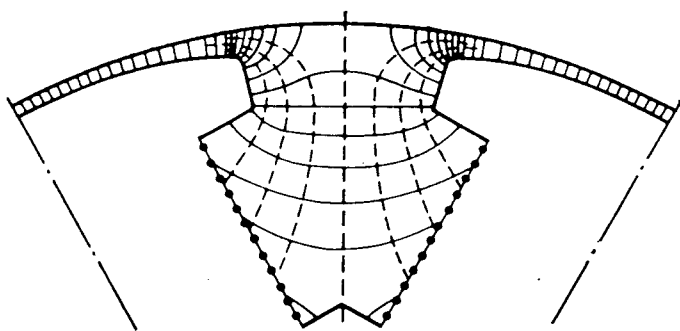


Рис. 2-1. Картина поля явнополюсной синхронной машины при холостом ходе

неизменное в осевом направлении плоское поле. Так как более 95 % полного рабочего магнитного потока составляет поток в пазовой части сердечника, поле в торцевых зонах при расчете большинства параметров и характеристик можно учитывать приближенно, уточняя этот расчет только в необходимых случаях.

Наиболее простым способом расчета плоского поля явнополюсной синхронной машины является расчет без учета насыщения, например, графическим методом (аналитическое выражение для сложных границ полюсов и зазора получается лишь при известных допущениях). На рис. 2-1 показана картина поля в межполюсных промежутках явнополюсной синхронной машины, полученная при помощи графического построения [68].

Расчет магнитного поля является основой для точного последующего расчета магнитной цепи, характеристик, параметров и потерь машины. При этом для простоты стремятся всегда свести расчет магнитной цепи к расчету магнитной схемы замещения, в которой все участки намагничены однородно и определение их магнитных сопротивлений производится по формулам вида

$$R_i = F_i / \Phi_i = F_i / (B_i S_i) = l_i / (\mu_i S_i); F_i = f_i l_i, \quad (2-1)$$

где F_i и Φ_i — МДС и поток i -го участка; f_i — средняя удельная МДС $f_i = 1/\mu_i$; S_i и l_i — сечение и длина участка. Обычно зависимость $f_i(B_i)$ задается таблицей или графиком $H = f(B)$.

Однако участки магнитной цепи намагничены неоднородно, и расчет поля нужен прежде всего для того, чтобы учесть неод-

нородность намагничивания и свести расчет магнитной цепи к расчету магнитной схемы замещения. Строго говоря, это возможно, если магнитная проницаемость постоянна. Но в ряде практических случаев насыщение сердечника не оказывает существенного влияния на распределение поля вне сердечника. Поэтому расчет поля для межполюсных промежутков при относительно слабом насыщении можно производить приближенно, пренебрегая насыщением.

Магнитная схема замещения для этого случая приведена на рис. 2-2, а. На рис. 2-2, б показана электрическая схема заме-

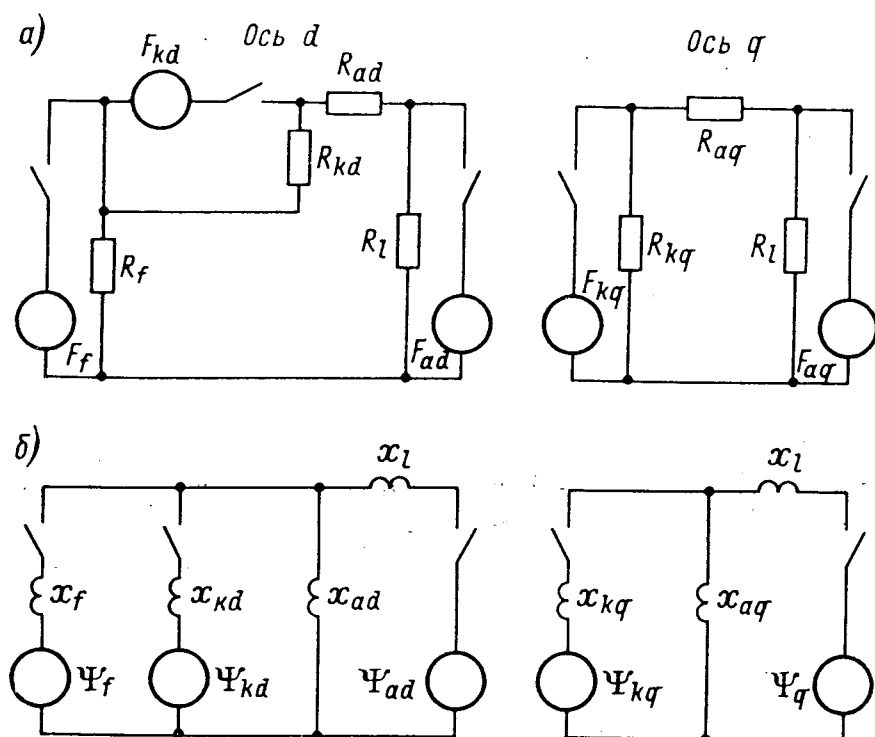


Рис. 2-2. Магнитная (а) и электрическая (б) схемы замещения ненасыщенной синхронной машины

щения. Ее элементы — индуктивные сопротивления x_i — получаются заменой R на λ :

$$\lambda_i = 1/R_i; \quad x_i = A\lambda_i/B_1, \quad (2-2)$$

где A — линейная нагрузка; B_1 — основная гармоническая индукция в зазоре.

Поле в зазоре между индуктором и якорем может быть приближенно рассчитано аналитически, если поверхности полюса и якоря считать поверхностями равного потенциала ($\mu = \infty$).

Индукция в гладком равномерном зазоре шириной δ , созданная катушкой, МДС которой равна F , составляет по закону полного тока

$$B_\delta = \mu_0 F / (2\delta).$$

Если зазор неравномерный, но достаточно малый, чтобы пренебречь тангенциальной составляющей индукции, то ради-

альная составляющая под центром полюса (δ — минимальная ширина зазора) составит

$$B_{\delta m} = \mu_0 F / (2\delta),$$

а на расстоянии x от центра полюса ($0 \leq x \leq \alpha\tau$), где τ — полюсное деление, α — относительная ширина полюсного наколенника,

$$B_{\delta x} = B_{\delta m} \delta / \delta_x. \quad (2-3)$$

Обычно величина $B_{\delta m}$ используется в качестве масштаба при графическом построении поля.

В практике расчетов неоднородно намагниченный зазор приводится к однородно намагниченному шириной δ' следующим образом. Если полюс очерчен по дуге так, что максимальный

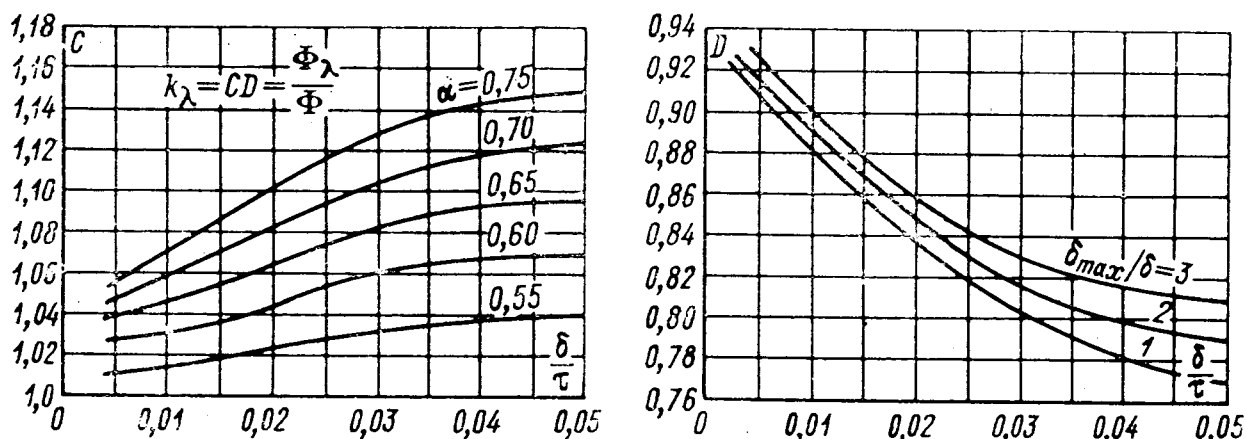


Рис. 2-3. Коэффициент для расчета потока, входящего в полюсный башмак

зазор под его краем составляет δ_{\max} , то магнитный поток, входящий в полюсный башмак со стороны статора, составляет

$$\Phi_\lambda = k_\lambda \Phi, \quad (2-4)$$

где Φ — полный поток полюса.

Коэффициент k_λ был определен весьма точно Виземаном [68] на основе многочисленных графических построений поля как функция $\alpha = b_p / \tau$, δ / τ и δ_{\max} / δ (рис. 2-3). Одновременно как функция тех же параметров определяется поток Φ по основной гармонической Φ_1 , требующейся для создания фазного напряжения U_ϕ в обмотке с числом витков w и обмоточным коэффициентом k_w при частоте f :

$$\Phi_1 = U_\phi / (4,44 w f k_w); \quad \Phi = k_\phi \Phi_1, \quad (2-5)$$

где $k_\phi = f(\delta / \tau, \delta_{\max} / \delta, \alpha)$ — коэффициент формы (рис. 2-4).

Если заменить реальный поток Φ_λ прямоугольником эквивалентной площади, основание которого равно ширине полюсного башмака b_p , высота этого прямоугольника B_δ составит

$$B_\delta = \Phi_\lambda / (b_p l_i),$$

где l_i — идеальная длина воздушного зазора в осевом направлении.

Эквивалентная ширина воздушного зазора при этом

$$\delta' = \delta + (\delta_{\max} - \delta)/3, \quad (2-6)$$

и при отсутствии зубчатости МДС равна

$$F = 2B\delta\delta'/\mu_0. \quad (2-7)$$

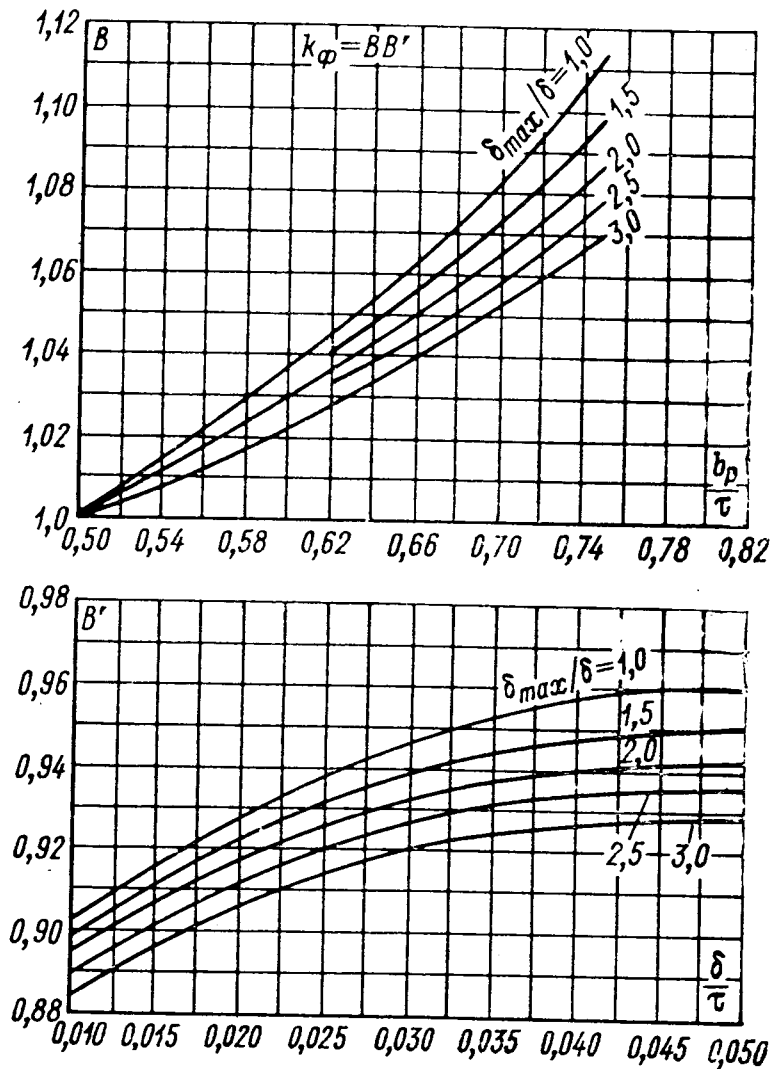


Рис. 2-4. Коэффициент формы

Таким образом, неравномерный зазор приводится к равно- мерному шириной δ' и весь расчет магнитного сопротивления в дальнейшем выполняется как для равномерного однородно намагниченного зазора шириной δ' и длиной l_i :

$$l_i \approx l_t + 2\delta,$$

где l_t — полная осевая длина сердечника машины при равно- мерном по длине зазоре и одинаковой длине якоря и индуктора.

При «ступеньках» на краях сердечника расчетное значение l_i уменьшается [26].

Зубчатость сердечника индуктора и якоря вызывает появление провалов в кривой индукции, как показано на рис. 2-5. Эти провалы, во-первых, уменьшают значения средней индукции и магнитного потока и, во-вторых, вызывают появление гармонических порядков зубчатости в кривой напряжения.

Уменьшение индукции учитывается коэффициентом Картера k_C

$$B_{\delta} = \mu_0 F / (2\delta' k_C),$$

являющимся функцией b_{π}/δ и b_{π}/t , где t — пазовое деление,

b_{π} — ширина паза. Зависимость k_C от b_{π}/δ и b_{π}/b_z , где $b_z = t - b_{\pi}$, приведена на рис. 2-5. С достаточной точностью коэффициент k_C при зубчатости статора и ротора выражается формулами:

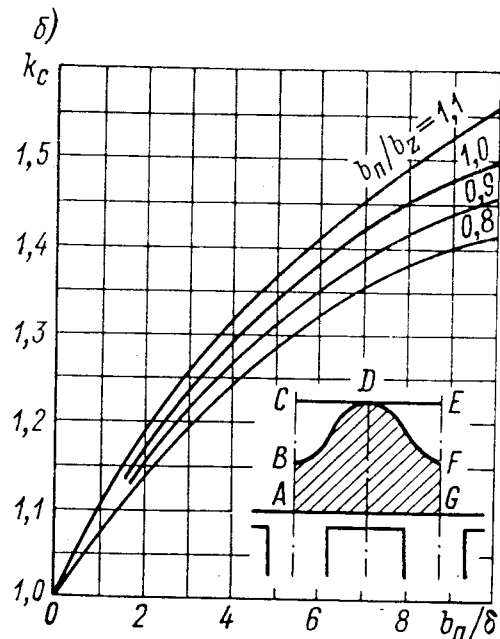
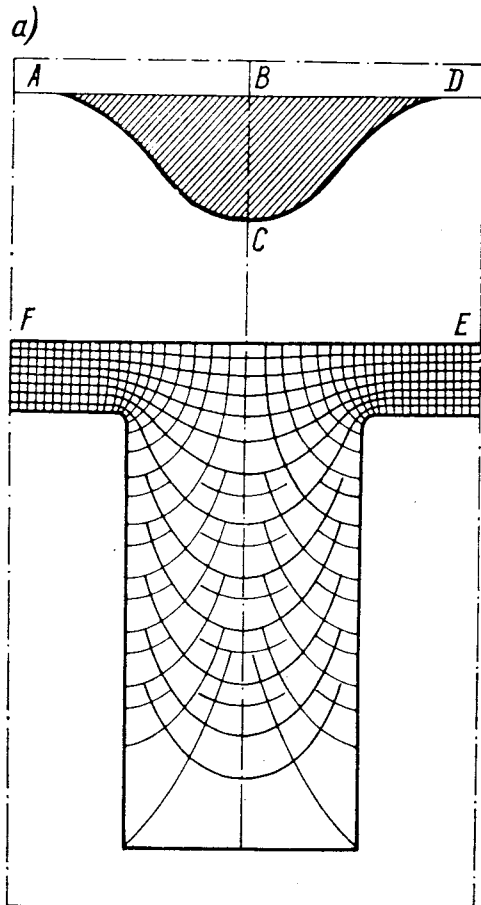


Рис. 2-5. Картина поля в зазоре при зубчатости (а) и коэффициент Картера (б)

$$k_{C1} = \frac{t_1 + 10\delta'}{t_1 - b_{\pi 1} + 10\delta'}; \quad k_{C2} = \frac{t_2 + 10\delta'}{t_2 - b_{s2} + 10\delta'}, \quad (2-8)$$

где b_{s2} — ширина шлица паза демпферной обмотки.

При наличии радиальных каналов шириной b_r их влияние также учитывается коэффициентом

$$k_{C3} = \frac{t_{\pi} + 10\delta'}{t_{\pi} - b_r + 10\delta'}, \quad (2-9)$$

где t_{π} — расстояние между каналами (ширина пакета с каналом), а полный коэффициент составляет

$$k_C = k_{C1} k_{C2} k_{C3}. \quad (2-10)$$

Гармоническая любого порядка в кривой поля ротора может быть получена разложением последней в ряд Фурье. Так как форма кривой индукции обычно близка к прямоугольной, при малых зазорах верхним пределом относительной амплитуды ν -й гармонической в долях амплитуды основной гармонической является величина

$$A_\nu/A_1 = (4/\nu) \sin(\nu\pi\alpha/2)/\sin(\pi\alpha/2); \nu = 1, 3, 5, 7, \dots$$

Полученные графическим построением поля значения амплитуд гармонических A_1 и A_3 в зависимости от формы полюсов приведены в работе [68].

Наличие зубцов на якоре и индукторе приводит к увеличению амплитуд гармонических порядка $\nu_{zi} = 2Qi \pm 1$, где Q — число пазов на полюс (для ротора — по эквивалентному шагу).

Коэффициент усиления ν_z -й гармонической составляет [24] $\xi_{\nu z} \approx 1 \mp k_{\delta 1} \lambda_i \nu_z / 2$; $i = 1, 2$, (2-11) где λ_i — проводимость для гармонической порядка зубчатости, определяемая с помощью рис. 2-6 в виде [24]

$$\lambda_1 = \beta\eta_1; \lambda_2 = \beta\eta_2. \quad (2-12)$$

Наличие демпферной системы приводит к демпфированию гармонических порядка зубчатости, но одновременно появляются гармонические, вызванные токами в демпферной системе (см. гл. 9).

При намагничивании со стороны статора, обмотка которого создает распределенную МДС почти синусоидальной формы, поле в зазоре отличается от синусоидального. Приближенно индукцию в точке x полюсного башмака можно определить по выражению

$$B(x) = F(x) \delta/\delta_x, \quad (2-13)$$

где $F(x)$ — МДС обмотки статора.

Для основной гармонической, синхронно вращающейся с ротором,

$$F(x) = F_1 \sin(\pi x/\tau + \psi), \quad (2-14)$$

а в общем случае в данный момент времени

$$F(x) = \sum_{\nu=1}^{\infty} F_\nu \sin(\nu\pi x/\tau + \psi_\nu), \quad (2-15)$$

где ψ_ν — угол между максимумом кривой МДС и осью полюса.

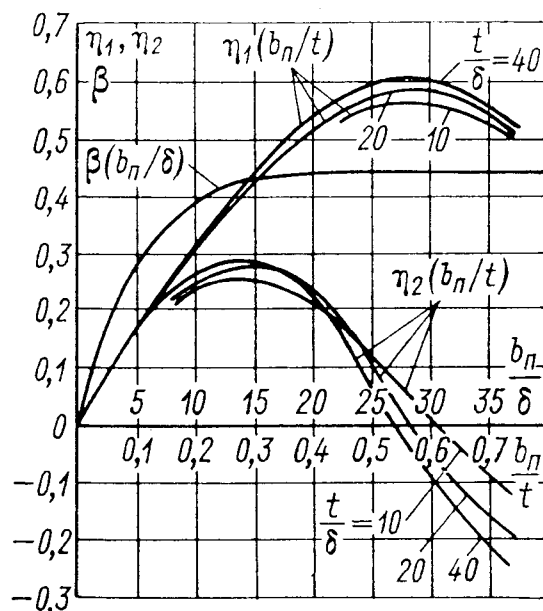


Рис. 2-6. Проводимость для гармонических порядка зубчатости

При $\psi=0$ (продольное намагничивание) и $\psi=90^\circ$ (поперечное намагничивание) картина поля, построенная графически, приведена в работе [68]. Основная гармоническая поля по продольной оси, создаваемая обмоткой статора, приведенная к МДС ротора, составляет

$$F_{ad} = k_d F_a = k_d 2,12 I \omega k_w / p \quad (2-16)$$

и по поперечной оси

$$F_{aq} = k_q F_a, \quad (2-17)$$

где k_d и $k_q = k_1 + k_2$, полученные из картин поля, построенных графически, показаны на рис. 2-7.

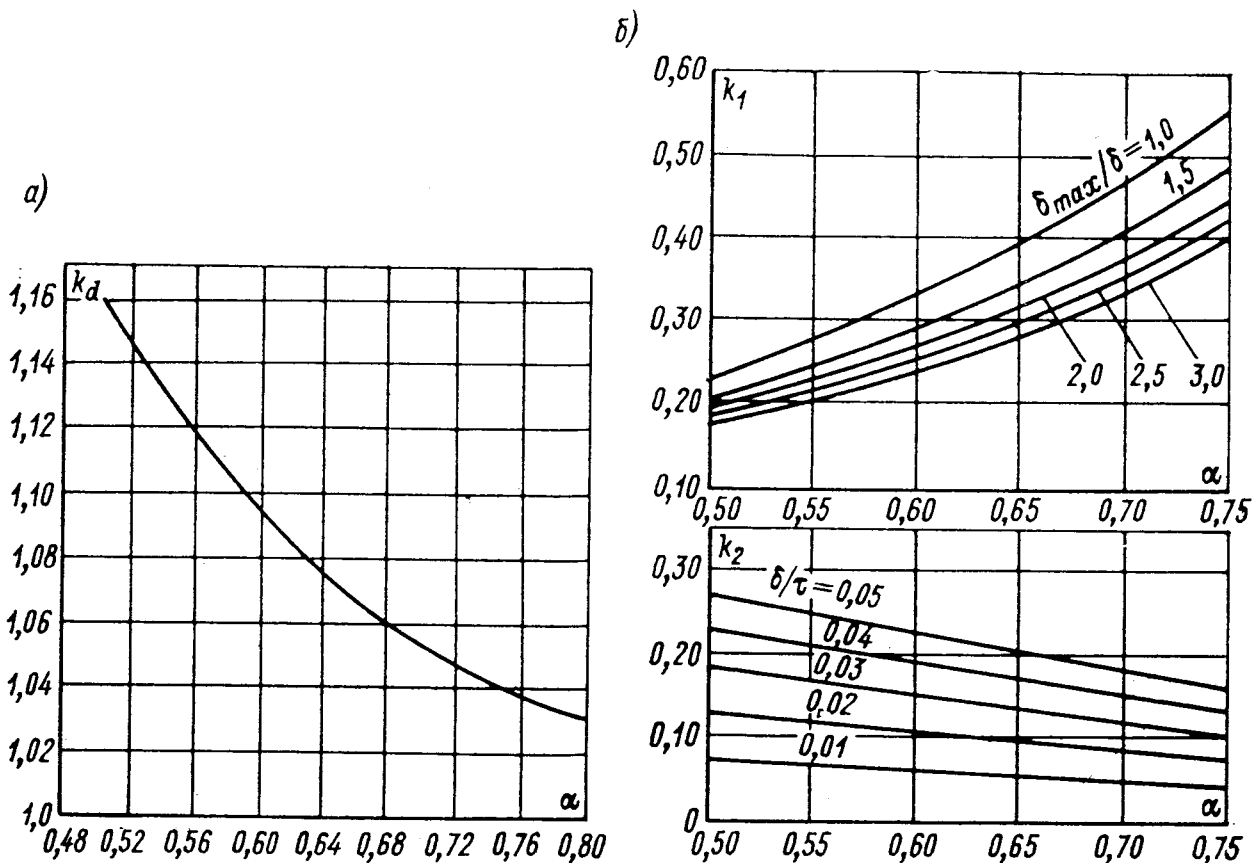


Рис. 2-7. Коэффициент приведения поля: а — по продольной оси; б — по поперечной оси

Третья гармоническая кривой поля в зазоре, обусловленной синхронно вращающейся МДС статора, равна в долях основной гармонической при холостом ходе A_{3d} при чисто продольной МДС статора и A_{3q} при чисто поперечной МДС статора.

Значения A_{3d} и A_{3q} в зависимости от размеров полюсов приведены в работе [68]. Используя значения A_1 , A_3 , A_{1d} , A_{1q} , A_{3d} и A_{3q} , можно построить поле в зазоре для любого режима, имея в виду, что A_1 и A_3 при отсутствии насыщения пропорциональны МДС ротора, A_{1d} , A_{3d} , A_{1q} и A_{3q} — соответствующим составляющим МДС статора по продольной и поперечной осям.

Поле в межполюсном пространстве также можно рассчитать с помощью графического построения. Такая картина поля пока-

зана на рис. 2-8. Она достаточно близко совпадает с картиной поля, полученной аналитическим решением уравнения Пуассона для этой области и экспериментальным измерением.

В аналитическом решении для междуполюсного пространства в части области между башмаками поле строилось графически, аппроксимировалось рядом Фурье и эта аппроксимация принималась как граничное условие.

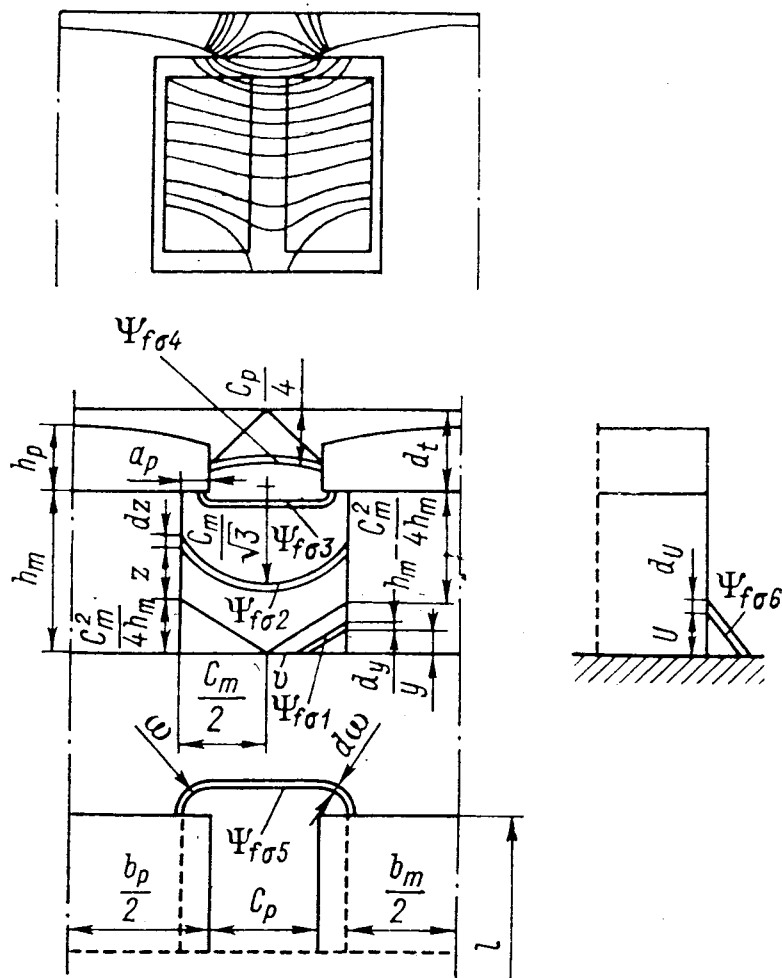


Рис. 2-8. Поле рассеяния в междуполюсном промежутке

Построение поля для междуполюсных промежутков различной конфигурации позволило выделить составляющие магнитного потока рассеяния сердечников и башмаков и получить зависимости магнитных проводимостей для этих участков от их размеров при отсутствии насыщения в виде приближенных формул (табл. 2-1).

Поле в торцевой зоне синхронной машины также можно построить графически, если считать его не пространственно-периодическим, а плоским. Возникающая при этом погрешность зависит от отношения магнитных проводимостей в радиальном и тангенциальном направлениях.

Поле рассеяния в пазах обмотки статора (рис. 2-9) можно определить аналитически, если пренебречь насыщением стали.

Составляющая проводимости рассеяния	Магнитная проводимость рассеяния полюсной системы (рис. 2-8)	
	для потока	для потোকосцепления
Между сердечниками полюсов	$\lambda_{ml} = 0,415\mu_0 h_m / C_m + 0,036\mu_0 (C_m / h_m)^3 \approx$ $\approx 0,43\mu_0 h_m / C_m$	$\Lambda_{ml} = 0,29\mu_0 h_m / C_m + 0,35 (C_m / h_m)^5 \approx$ $\approx 0,29\mu_0 h_m / C_m \approx \lambda_{ml} / 1,53$
Между торцами полюсов	$\lambda_{mb} = (0,64\mu_0 / l) \{ \ln [1 + \pi b_p / (4C_p)] +$ $+ 0,45b_m \} \approx 0,29\mu_0 b_m / l$	$\Lambda_{mb} = (0,64\mu_0 / l) \{ \ln [1 + \pi b_p / (4C_p)] +$ $+ 0,167b_m \} \approx 0,11\mu_0 b_m / l \approx \lambda_{mb} / 2,65$
Между башмаками по- люсов	$\lambda_{pl} = \mu_0 [0,32 \ln (1 + \pi a_p / C_p) + (d_t / C_p - 0,25)] \approx$ $\approx \mu_0 [0,43 (a_p / C_p + 0,2) - 0,31] \times$ $\times (a_p / C_p - 0,5)^2 + (d_t / C_p - 0,25)]^*$	<p>Если $h_m / C_m > 0,5$, то</p> $\Lambda_{pl} = \lambda_{pl};$ <p>если $h_m / C_m \leq 0,5$, то</p> $\Lambda_{pl} = 0,85\lambda_{pl}$
Суммарное рассеяние	$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{mb} + \lambda_{ml} + \lambda_{pl}$	$\Lambda_{\Sigma} = \Lambda_{ml} + \Lambda_{mb} + \Lambda_{pl}$

* В заводской практике последний член в квадратной скобке обычно увеличивают на 12 %.
 Примечание. Поток и потোকосцепления рассеяния подсчитываются по формулам: $\Phi_{\sigma 2} = 2\lambda_{\Sigma} l F_{\Sigma}$; $\Psi_{\sigma 2} = 2\Lambda_{\Sigma} l F_{\Sigma}$.

Картина поля, полученная в результате решения уравнения Пуассона для части паза, занятой током, и уравнения Лапласа для части паза, в которой нет тока, показана на рис. 2-9. При

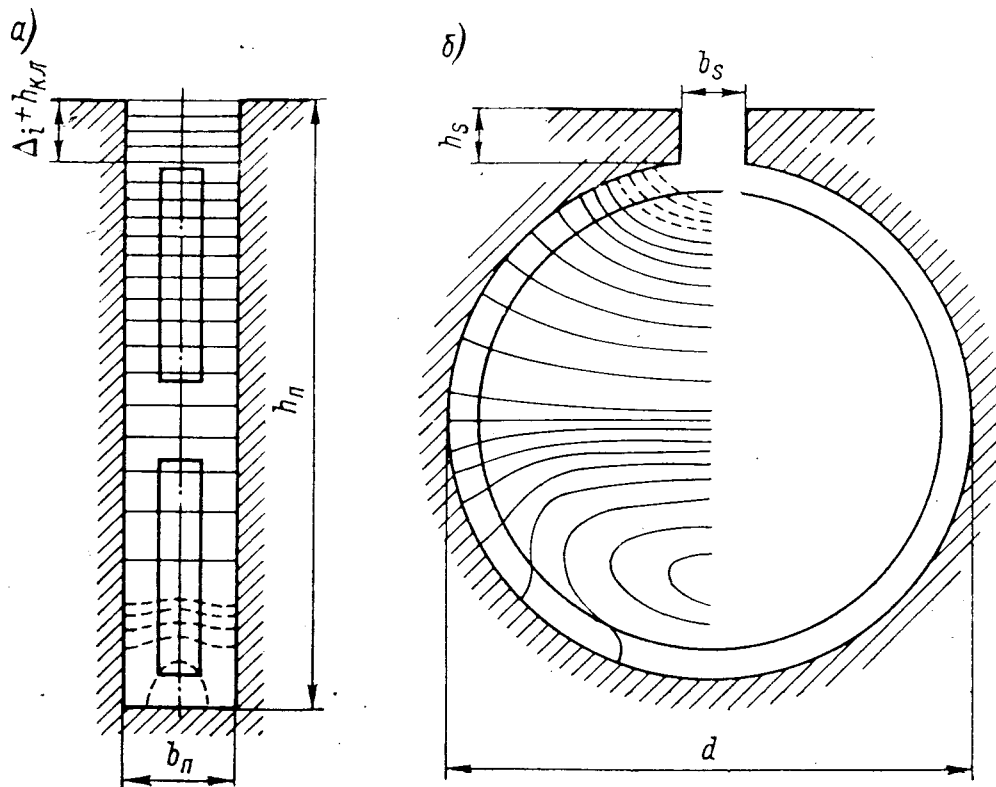


Рис. 2-9. Поле рассеяния в пазах обмотки: а — прямоугольный паз; б — круглый паз

Таблица 2-2

Обмотка гидрогенератора	Магнитная проводимость для потокоцеплений рассеяния
Пазовая часть обмотки: прямоугольный открытый паз	$\lambda_{п1} = k_s (h_{п} + \Delta_i + 2h_{кл}) / (3b_{п});$ $k_s = (3\beta + 1) / 4; \quad 2/3 \leq \beta \leq 1$
круглый полузакрытый паз	$\lambda_{пD} = \pi^{-1} [1,625 + \ln(2 \arcsin b_s/d)^{-1}] +$
круглый закрытый паз	$+ h_s/b_s \approx 0,3 + 0,64 (1 - b_s/d) / (1 + b_s/d) + h_s/b_s$
Лобовая часть обмотки статора	$\lambda_{л1} = k_y^2 \tau k_{л} / \pi, \text{ где } k_y \text{ — коэффициент укороченной обмотки;}$
	$k_{л} = 0,3 (3\beta - 1) \text{ — для петлевой обмотки;}$
	$k_{л} = 0,6 \text{ — для волновой обмотки}$
Демпферная обмотка: по продольной оси	$\lambda_{лDd} = 0,08\tau / (1 - k_c);$
	$k_c = \sin n_c \alpha_c / (n_c \sin \alpha_c);$
по поперечной оси	$\alpha_c = \pi t_c / \tau$
	$\lambda_{лDq} = 0,12\tau (1 + k_c);$
	$n_c \text{ — число стержней}$

относительно широких по отношению к размеру прямоугольного паза проводниках силовые линии магнитного поля с достаточной точностью являются прямыми, перпендикулярными оси симметрии паза, и индукция возрастает по высоте практически линейно. Это позволяет получить простые приближенные зависимости магнитных проводимостей для потока и потокосцеплений от размеров паза (табл. 2-2). Поле внутри круглого полукруглого паза демпферной обмотки (рис. 2-9, б) можно построить аналитически, решив уравнение Пуассона для вектор-потенциала A в полярных координатах [22]

$$\partial^2 A / \partial r^2 + (1/r) \partial A / \partial r + (1/r)^2 \partial^2 A / \partial \varphi^2 = -\mu_0 J$$

для части паза, занятой током с плотностью J , полагая, что тангенциальная составляющая напряженности поля везде, кроме

Таблица 2-3

Наименование	Формулы для расчета индуктивных сопротивлений в относительных единицах
Индуктивное сопротивление рассеяния: обмотки статора обмотки ротора демпферной обмотки	$x_l = \left\{ \left[4\mu_0 F_A / (\Phi_1 k_w^2) \right] \left[l_t \lambda_{\text{пл}} / (mq) + \lambda_{\text{пл}} \right] \right\} + k_g F_A / F\delta$ $x_f = (k_d F_A / F\delta) [k_d (k_\phi + \Psi_{\sigma_2} / \Phi_1) - 1]$ $x_{kd} = \left\{ 4\mu_0 k_d^2 F_A / [\Phi_1 (1 - k_c)] \right\} \times (l_m \lambda_{\text{л D}} / n_c + \lambda_{\text{л Dd}} / n_c);$ $x_{kq} = \left\{ 4\mu_0 k_q^2 F_A / [\Phi_1 (1 + k_c)] \right\} \times (l_m \lambda_{\text{л D}} / n_c + \lambda_{\text{л Dq}} / n_c)$
Индуктивное сопротивление взаимной индукции	$x_{ad} = F_A k_d / F\delta; \quad x_{aq} = F_A k_q 0,5(1 + k_c) F\delta$
Полное индуктивное сопротивление: статора ротора переходное сверхпереходное	$x_d = x_l + x_{ad}; \quad x_q = x_l + x_{aq}$ $x_{ff} = x_f + x_{ad}$ $x'_d = x_l + x_f x_{ad} / (x_f + x_{ad})$ $x''_d = x_l + x_f x_{ad} x_{kd} / (x_f x_{ad} + x_f x_{kd} + x_{kd} x_{ad});$ $x''_q = x_l + x_{aq} x_{kq} / (x_{aq} + x_{kq})$

Примечание. Обозначения: $k_g = 0,156/q^2$; k_d и k_q — см. рис. 2-7; k_ϕ — см. рис. 2-4; k_c — см. табл. 2-2; Ψ_{σ_2} — см. табл. 2-1.

Таблица 2-4

Наименование	Формулы для расчета сопротивлений и постоянных времени	
	в абсолютных единицах	в относительных единицах (приведенных к обмотке статора)
Сопротивление обмотки: статора	$R_a = \omega_a l_a \rho (T) / (a q_a)$	$r_a = R_a I_\phi / U_\phi$
ротора	$l_a \approx 2(l_t + 7,6 \cdot 10^5 U_\phi + 1,22\tau + 0,17)$	$r_f = k_d^2 \rho (T) l_e F_A / (\Phi_1 \omega_e q_e 4\pi f)$
демпферной:	$R_e = 2\rho \omega_e l_e \rho (T) / q_e$	
по продольной оси	$l_e \approx 2(l_m + b_m) + 0,55b_e + 0,02$	
по поперечной оси	—	$r_{kd} = \{4\rho (T) k_d^2 F_A / [\Phi_1 2\pi f (1 - k_c)]\} \times$ $\times \{l_c / (n_c q_c) + 2t_2 / [(1 - k_c)^2 n_c^2 q_R]\}$
	—	$r_{kq} = \{4\rho (T) k_q^2 F_A / [\Phi_1 2\pi f (1 + k_c)]\} \times$ $\times \{l_c / (n_c q_c) + 4t_2 / [(1 + k_c)^2 n_c^2 q_R]\}$
Постоянная времени обмотки: возбуждения:		$T'_{d0} = x_{ff} / (2\pi f r_f)$
при разомкнутом статоре		$T'_d = T'_{d0} x'_d / x_d$
при замкнутом статоре		$T''_{Dd0} = (x_{kd} + x_{ad}) / (2\pi f r_{kd});$
демпферной:		$T''_{Dd} = T''_{Dd0} x'_d / x_d;$
при разомкнутых обмотках возбуждения и статора		$T''_{Dq0} = (x_{kq} + x_{aq}) / (2\pi f r_{kq})$
при замкнутых обмотках возбуждения и статора		$T''_{Dq} = T''_{Dq0} x'_q / x_q$
		$T_a = x_2 / (2\pi f r_a)$

Примечание. Дополнительные обозначения: l_a — длина витка; ω_a — число витков; q_a — сечение витка обмотки статора; a — число параллельных ветвей; $\rho (T)$ — удельное сопротивление при температуре T ; ω_e — число витков обмотки ротора на полюс; l_e — длина витка обмотки ротора; q_e — его сечение; f — частота; l_c — длина, n_c — число и q_c — сечение демпферного стержня; q_R — сечение демпферного сегмента; U_ϕ и I_ϕ — номинальные значения фазных напряжений и тока.

шлица, равна нулю, а в прорези (шлице) шириной b_s — постоянна и равна

$$H_\phi = -(1/\mu_0) \partial A/\partial r = I/b_s.$$

Выражение для проводимости потокосцеплений рассеяния круглого паза приведено в табл. 2-2.

Поле рассеяния лобовых частей обмотки статора, а также демпферной обмотки является пространственным, и его расчет представляет известные трудности. Практические измерения позволяют установить характер этого поля, вызванного составляющими тока, протекающими вдоль оси машины и в тангенциальном направлении. Поле, образованное осевыми составляющими тока, в принципе подобно полю в зазоре, но значения индукций существенно ниже. Поле, образованное тангенциальной составляющей тока, аналогично в первом приближении полю провода, расположенного вблизи поверхности стали. Такое упрощение дает возможность получить формулы для проводимостей рассеяния лобовых частей, приведенные в табл. 2-2. Так как обычно индуктивность лобовой части составляет относительно небольшую долю общей индуктивности, ошибка в расчете, вызванная приближенной картиной поля, положенной в его основу, не вызывает существенной погрешности.

Формулы для индуктивных сопротивлений рассеяния статора x_l , ротора x_f и демпферной системы x_{kd} , x_{kq} , полных сопротивлений по продольной и поперечной осям x_d и x_q , полного сопротивления обмотки ротора x_{ff} , а также для активных сопротивлений обмоток в абсолютных и относительных единицах и для постоянных времени затухания токов в них приведены в табл. 2-3 и 2-4.

2-2. ПРИБЛИЖЕННЫЙ УЧЕТ НАСЫЩЕНИЯ

Приближенный учет насыщения при расчете поля и характеристик гидрогенераторов осуществляется на практике с помощью схемы замещения (рис. 2-10), аналогичной схеме замещения ненасыщенной машины, показанной на рис. 2-2. В отличие от схемы рис. 2-2 магнитные сопротивления участков стального сердечника здесь не равны нулю. Расчет магнитного потока в такой системе на практике производится графическим построением, его методика известна. Подчеркнем несколько особенностей расчета характеристики холостого хода (х.х.х.) — кривой намагничивания машины со стороны ротора.

Обычно при расчете х.х.х. пренебрегают потоком, замыкающимся по ветви R_l , так как он пропорционален сопротивлению R_{ld} , обусловленному насыщением сердечника статора, и практически невелик. Магнитная проводимость для поперечного потока в пазах статора при возбуждении поля ротором составляет $\mu_0 l_t h_{\Pi} / (q b_{\Pi})$, при возбуждении со стороны статора —

$\mu_0 l_i h_{\text{п}} / (2qb_{\text{п}})$. Однако для достижения точности расчета при значительном насыщении следовало бы учесть и этот поток. Практически х.х.х. строится по составляющим. Задаваясь потоком в зубцах и спинке статора (сопротивление R_{1d}), строим, как показано на рис. 2-11, кривую $\Phi_a(F_a + F_z)$, где F_a и F_z — МДС на спинку и МДС на зубцы. Проведя затем характеристику $\Phi_{\sigma 1}(F_a + F_z)$ в виде прямой (при небольшом поперечном потоке насыщение не учитывается) из начала координат и складывая

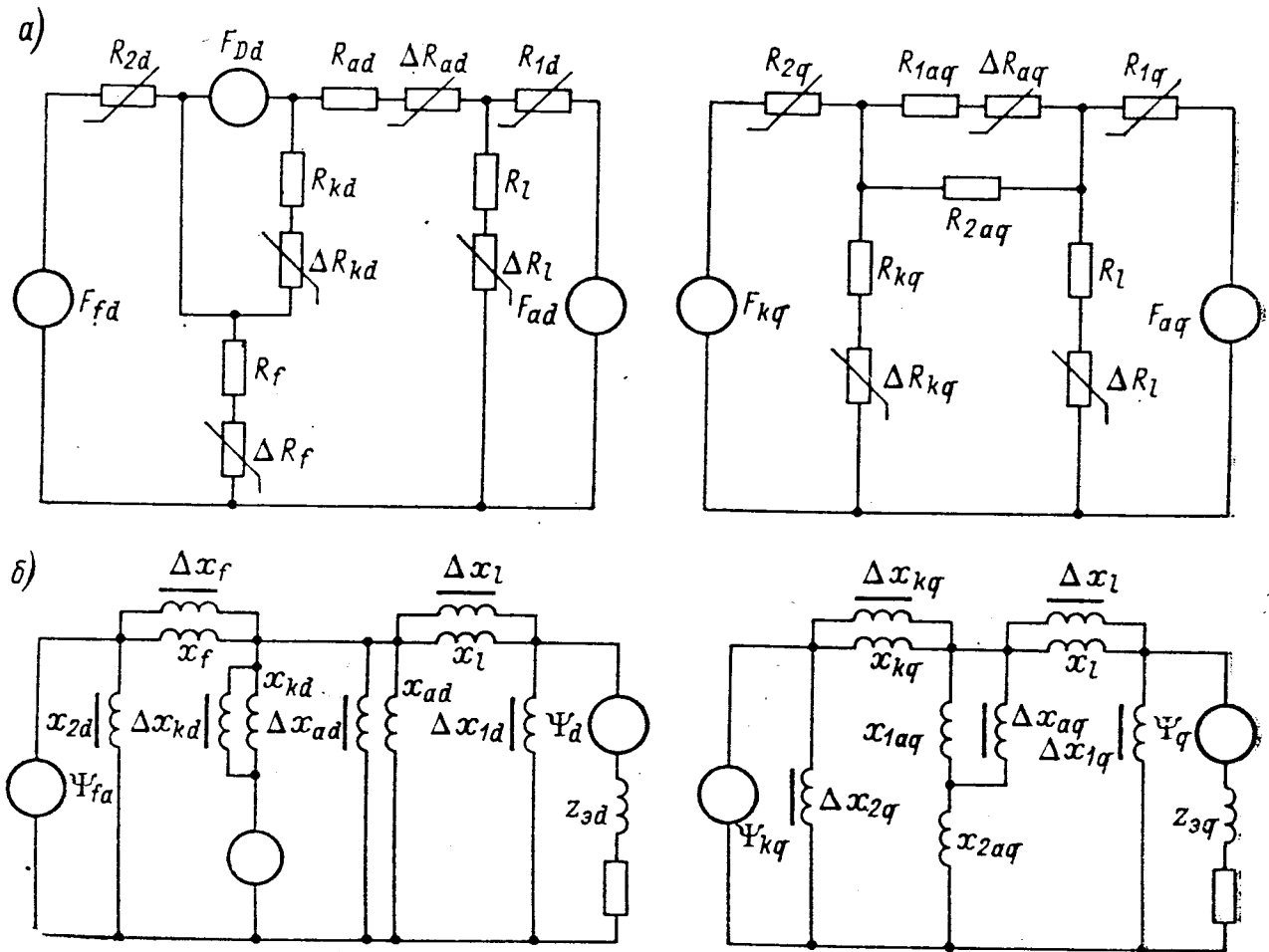


Рис. 2-10. Магнитная (а) и электрическая (б) схемы замещения насыщенной синхронной машины

ее ординаты с соответствующими ординатами первой кривой, получим зависимость потока, входящего в зубцовую зону, от МДС:

$$\Phi_{\delta} = \Phi_a + \Phi_{\sigma 1} = f(F_a + F_z).$$

На практике, повторяем, обычно зависимость $\Phi_a(F_a + F_z)$ и зависимость $\Phi_{\delta}(F_a + F_z)$ считаются одинаковыми. Для расчета х.х.х. это допущение не приносит существенной погрешности, а для расчета тока внезапного короткого замыкания, как будет показано ниже, может быть учтено специальным коэффициентом.

Проведя прямую $\Phi_{\delta}(F_{\delta})$ и сложив абсциссы характеристик $\Phi_a(F_a + F_z)$ и $\Phi_{\delta}(F_{\delta})$, получим кривую намагничивания для ста-

тора. Абсциссы этой кривой суть разности магнитных потенциалов между соседними полюсами.

Вторым общепринятым допущением при расчете х.х.х. является пренебрежение насыщением полюса при определении потока рассеяния. Иначе говоря, считается, что независимо от насыщения полюса проводимость для потока рассеяния постоянна.

Проведя через начало координат прямую $\Phi_{\sigma 2} = f(F_{\delta} + F_a + F_z) = f(F_{\Sigma})$, определим по ней для нескольких точек $\Phi_{\sigma 2}$ и по отдельно построенной кривой $\Phi_m(F_m)$ найдем МДС на полюс-

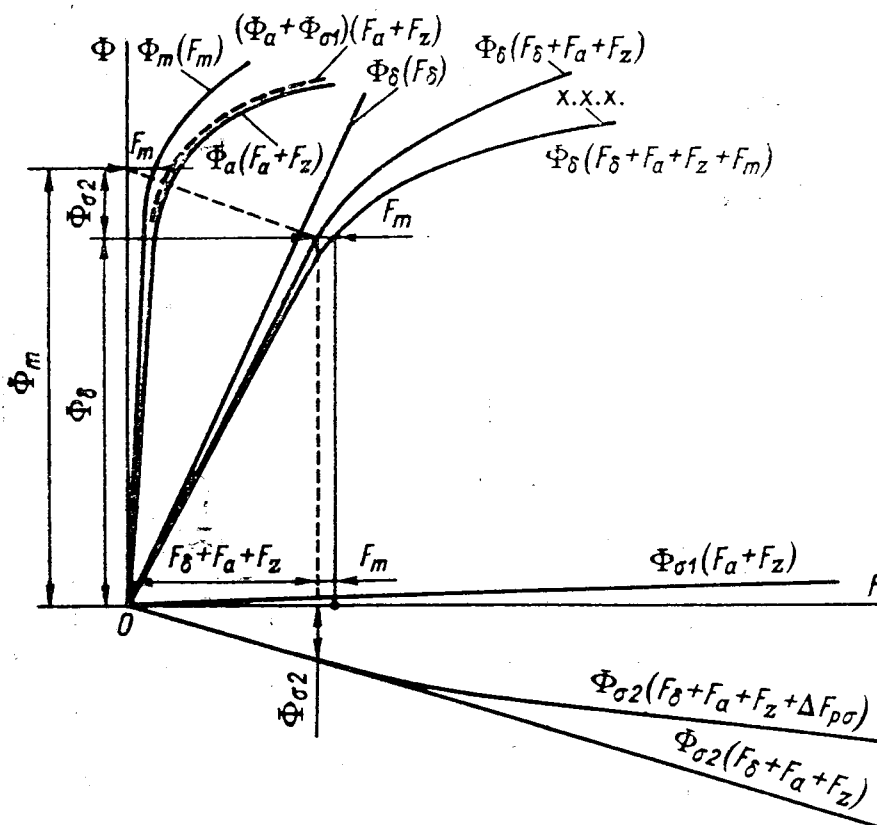


Рис. 2-11. Построение характеристики намагничивания (х.х.х.)

ную систему, соответствующую полному потоку в полюсах: $\Phi_m = \Phi_{\delta} + \Phi_{\sigma 2}$. Сложив с абсциссами точек кривой намагничивания статора соответствующие F_m , получим точки х.х.х.:

$$\Phi_{\delta} = f(F_a + F_z + F_{\delta} + F_m).$$

Уточнения, которые были сделаны в расчете х.х.х., сводятся к тому, что в весьма высокоиспользованных генераторах необходимо учитывать: а) насыщение края полюсного башмака, особенно в случае ослабления его сечения демпферным стержнем; б) изменение проводимости потока рассеяния вследствие насыщения; в) изменение формы поля вследствие насыщения башмака.

Учет насыщения полюсного башмака состоит в вычислении его МДС, т. е. падения магнитного потенциала вдоль кромки. Для этого в трех сечениях I—III полюсного башмака (рис. 2-12)

находим магнитный поток, равный потоку, входящему в зазор и статор, $\Phi_{\delta k}$, и потоку рассеяния Φ_{pl} :

$$\Phi = \Phi_{\delta k} + \Phi_{pl} = 0,5\Phi_{\delta} (1 - k_{\lambda}) + 0,5\Phi_{\delta} k_{\lambda} + F_{\Sigma} l_m \xi \lambda_{pl},$$

где k и ξ составляют:
для сечения I

$$k = \sin \frac{b_0 \pi}{2\tau} - \sin \frac{b_m \pi}{2\tau}; \quad \xi = 1,0;$$

для сечения II

$$k = \sin \frac{b_p \pi}{2\tau} - \sin \frac{(b_m + a_p) \pi}{2\tau}; \quad \xi = 1 - 0,4 \frac{\ln [1 + \pi a_p / (2C_p)]}{l_m \lambda_{pl}};$$

для сечения III

$$k = 0; \quad \xi = 1 - 0,4 \times \frac{\ln (1 + \pi a_p / C_p)}{l_m \lambda_{pl}}.$$

В режиме холостого хода поток Φ_{δ} пропорционален напряжению, а $F_{\Sigma} = F_a + F_z + F_{\delta}$ — магнитному сопротивлению статора. В остальных режимах поток Φ_{δ} пропорционален проекции внутренней ЭДС на продольную ось.

Расчет для нескольких напряжений значения потока и индукции в трех сечениях полюсного башмака, удельную МДС по трем сечениям и полную МДС $\Delta F_{p\sigma}$, определим для каждой точки «насыщенное» значение проводимости рассеяния

$$\lambda_{plн} = \lambda_{pl} F_{\Sigma} / (F_{\Sigma} + \Delta F_{p\sigma}) \quad (2-18)$$

и построим кривую $\Phi_{\sigma 2} = f_1(F_{\Sigma})$ вместо прямой на рис. 2-11. При этом будет учтено уменьшение $\Phi_{\sigma 2}$ и F_m . Аналогично можно учесть изменение формы поля в зазоре, построенного на основании выражения

$$B_{\delta}(x) = B_{\delta m} \delta / \delta_x.$$

Насыщение кромки полюсного башмака, как установлено Д. И. Клейнман, становится заметным лишь при индукциях в сечениях кромки башмака более 2 Тл. После насыщения кромки кривая поля превращается в трапецию с основаниями b_m и b_p . Поэтому основная гармоническая поля будет составлять

$$B_{1m} = (4/\pi) \sin(a_p \pi / \tau) B_{\delta} / (a_p \pi / \tau), \quad (2-19)$$

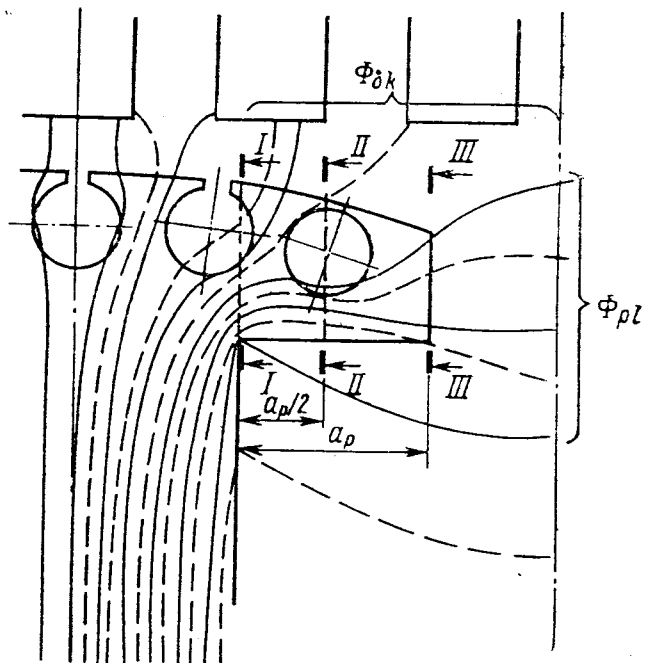


Рис. 2-12. К расчету проводимости рассеяния полюсов

и коэффициент формы

$$k_{\Phi} = \frac{\int_0^{\tau} B(x) dx}{\int_0^{\tau} B_1(x) dx} \approx \frac{(\pi - \alpha^* - \rho)(\rho - \alpha)\pi}{8(\sin \rho - \sin \alpha^*)}, \quad (2-20)$$

где $\alpha^* = \pi(\tau - b_p - \delta)/(2\tau)$; $\rho = \pi(\tau - b_m)/(2\tau)$.

В любом другом режиме насыщение может быть учтено с помощью магнитной и соответствующей ей электрической схем замещения, показанных на рис. 2-10.

Для каждого режима работы на определенное постоянное внешнее сопротивление $z_3 = r_3 + jx_3$ поток в зазоре зависит только от тока возбуждения и, следовательно, существует кривая $\Phi_{\delta}(F_{\Sigma 1} + F_m)$, подобная х.х.х. Ее называют характеристикой магнитной цепи для данного внешнего сопротивления. Крайними линиями в семействе таких характеристик будут кривая намагничивания статора, которая соответствует полностью ненасыщенному ротору, что имеет место при емкостной нагрузке, и кривая при $z_3 = 0$ — магнитная характеристика при установившемся коротком замыкании. При относительно слабом насыщении ротора все эти кривые близки между собой, что позволяет на практике пользоваться одной кривой холостого хода ($z_3 = \infty$) с поправкой на повышенное насыщение полюса в режиме индуктивной или смешанной нагрузки, вводимой с помощью индуктивного сопротивления Потье.

Рассмотрим построение характеристики магнитной цепи при чисто индуктивной нагрузке $z_3 = jx_3$ (рис. 2-13). Построив характеристику для статора

$$\Phi_{\delta} = f(F_a + F_z + F_{\delta}) = f(F_{\Sigma}),$$

определив по ней МДС F_{Σ} , соответствующую данному потоку в зазоре, отложим от точки F_{Σ} вправо по оси абсцисс МДС продольной реакции якоря

$$F_{ad} = F_A k_d = 2,12 I \omega k_w k_d / p. \quad (2-21)$$

Тогда сумма $F_{ad} + F_{\Sigma}$ будет результирующей МДС, по которой с помощью кривой $\Phi_{\sigma 2}(F)$ найдем поток рассеяния $\Phi_{\sigma 2}$ и поток в полюсе $\Phi_m = \Phi_{\delta} + \Phi_{\sigma 2}$, а по нему — МДС F_m . Полная МДС магнитного сопротивления составит $F_{\Sigma} + F_m$. Она будет больше, чем в случае холостого хода, так как при увеличении потока рассеяния $\Phi_{\sigma 2}$ за счет МДС F_{ad} увеличиваются полный поток и насыщение полюса, т. е. растет F_m .

Построив кривую $\Phi_{\delta}(F_{\Sigma} + F_m)$, можно определить по ней МДС магнитной цепи, соответствующую напряжению U , току I и так называемой внутренней ЭДС $\bar{e}_i = \bar{U} + \bar{I}x_l$.

В рассматриваемом случае, т. е. при чисто индуктивной нагрузке, геометрическая сумма равна алгебраической: $e_i = U + Ix_l$, где x_l — индуктивное сопротивление рассеяния статора.

Для упрощения расчетов Потье предложил еще в 1900 г. вместо характеристики магнитной цепи для данного z_3 использовать кривую холостого хода, но определять МДС не по e_i , а по e_p :

$$\bar{e}_p = \bar{U} + \bar{I}x_p,$$

где x_p — индуктивное сопротивление Потье: $x_p > x_l$.

На рис. 2-13 показана разница между x_l и x_p , которая зависит от степени насыщения полюсов. Обычно принимают $x_p \approx 0,8 x'_d$.

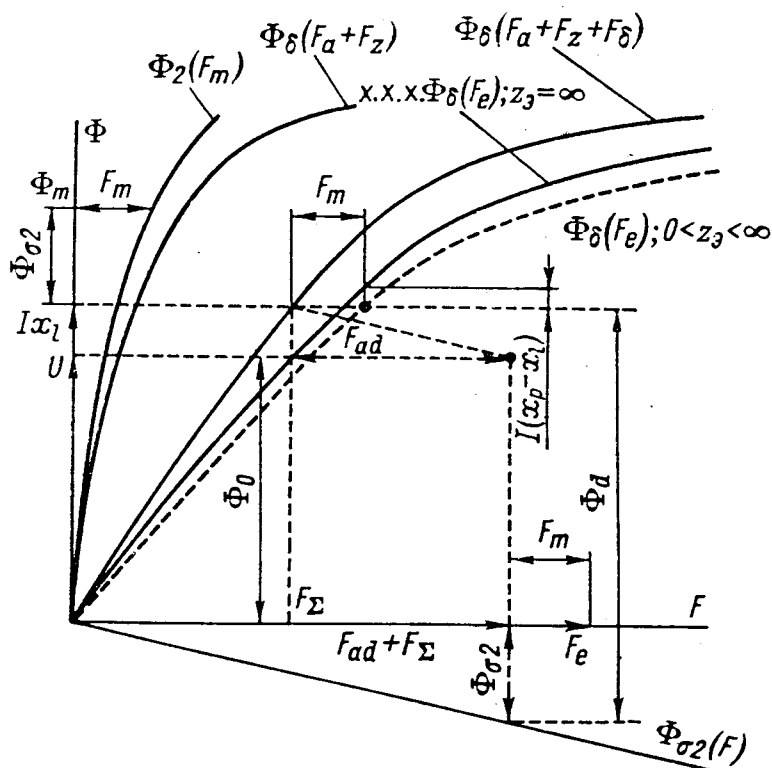


Рис. 2-13. Построение характеристики магнитной цепи при индуктивной нагрузке

Расчет магнитной характеристики для смешанной нагрузки несколько сложнее, так как здесь надо учитывать насыщение от поперечной МДС F_{aq} .

Если задана внешняя нагрузка $z_3 = R_3 + jx_3$ (при этом $\cos \varphi = R_3/x_3$), то, определив e_i :

$$e_i = \sqrt{(U \cos \varphi)^2 + (Ix_l + U \sin \varphi)^2}, \quad (2-22)$$

как показано на рис. 2-14, и найдя $k_{нл}(e_i) = (F_a + F_z)/F_\delta$, можно приближенно определить зависимость поперечного синхронного индуктивного сопротивления от нагрузки. На рис. 2-14 дана зависимость $x_{aqн}/x_{aq} = f(e_i)$. Тогда $x_{qн} = x_l + x_{aqн}$.

Пользуясь «насыщенным» значением $x_{qн}$, находим угол внутреннего сдвига

$$\theta = \arcsin \frac{Ix_{qн} \cos \varphi}{\sqrt{(Ix_{qн})^2 + 2Ix_{qн}U \cos \varphi + (U \cos \varphi)^2}} \quad (2-23)$$

и полный угол $\psi = \theta + \varphi$ и строим, как показано на рис. 2-15, проекцию e_i на продольную ось e_q :

$$e_q = U \cos \theta + I x_l \sin (\theta + \varphi).$$

Этой ЭДС приближенно соответствует поток под центром полюса (точка A на рис. 2-15). Для проверки правильности оп-

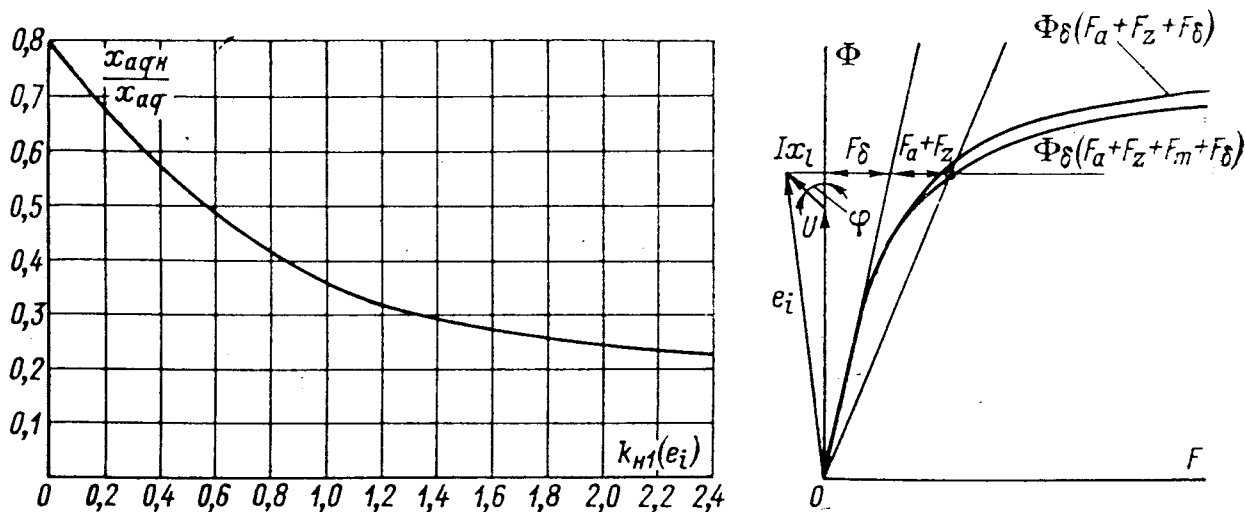


Рис. 2-14. Определение x_{aqH} по внутренней ЭДС

ределения x_{aqH} (что требуется не всегда) откладываем в обе стороны от точки A на кривой намагничивания для статора. МДС $F_{aq} \sin \frac{\alpha\pi}{2}$ и находим точки B_2 и B_1 на этой кривой, а также

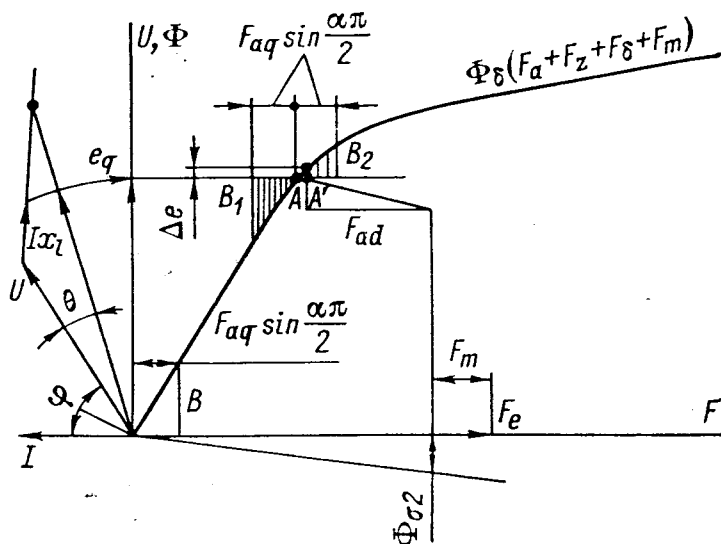


Рис. 2-15. Построение магнитной характеристики при смешанной нагрузке

точку B на ее прямолинейной части. «Насыщенное» значение x_{aq} составляет

$$x_{aqH} = x_{ad} (1 + k_\delta) [k_1 (B_1 + B_2) / (2B) + k_2] / 2, \quad (2-24)$$

где k_1 и k_2 определяются по рис. 2-7, б. При сильно насыщенном сердечнике полюса первый член в квадратных скобках должен быть записан в виде

$$k_1 \left[\frac{2B_1 B_2}{B (B_1 + B_2)} + \frac{(B_1 - B_2)^2}{2 (B_1 + B_2)} \frac{F_a + F_z + F_\delta}{F_a + F_z + F_\delta + F_m} \right]. \quad (2-25)$$

При ненасыщенном полюсном башмаке, но насыщенном сердечнике, он не может быть меньше

$$k_1 \frac{2B_1 B_2}{B(B_1 + B_2)} \quad (2-26)$$

При насыщенной кромке полюсного башмака зависимость x_{aq} от F_{aq} нужно определять точным расчетом поля. С вершиной в точке A' , которой соответствует по характеристике холостого хода ЭДС

$$e_q + \Delta e = e_q + \frac{1 - \cos \alpha \pi}{\pi} \frac{B_1 - B_2}{2B} x_{aq} I_q,$$

строим треугольник короткого замыкания со сторонами $I x_l$ и F_{ad} , по суммарной МДС определяем поток рассеяния $\Phi_{\sigma 2}$, поток в корне полюса и МДС F_m . Если по рис. 2-14 построим зависимость x_{aqH} от I , то, перемещая по кривой намагничивания для статора треугольник со сторонами I_d и $I_d [x_l + x_{\sigma} + r_{\sigma}^2 / (x_{\sigma} + x_{aqH})]$, найдем Φ_m , F_2 и построим кривую намагничивания машины при постоянном внешнем сопротивлении $z_{\sigma} = R_{\sigma} + j x_{\sigma}$ на зажимах.

Насыщение в переходном процессе можно также учесть приближенным методом. Для этого используется построение, представленное на рис. 2-16 для внезапного короткого замыкания.

На рис. 2-16, а показано графическое нахождение тока короткого замыкания при отсутствии насыщения в соответствии со схемой рис. 2-2.

Для машины без демпферной обмотки симметричная составляющая тока внезапного короткого замыкания определяется при условии, что полные потокосцепления ротора Ψ_{ff} в первый момент неизменны:

$$\Psi_{ff0} = \Psi_{\delta 0} (x_f + x_{ad}) / x_{ad} = \text{const.}$$

Здесь $\Psi_{ff0} = I_0 (x_f + x_{ad})$, где I_0 — ток ротора; $\Psi_{\delta 0}$ — потокосцепление обмотки статора: $\Psi_{\delta 0} = I_0 x_{ad}$.

После внезапного короткого замыкания в соответствии со схемой замещения потокосцепление обмотки ротора складывается из потокосцеплений рассеяния ротора $\Psi_{\sigma 2}$ и статора $\Psi'_{\sigma 1}$:

$$\begin{aligned} \Psi'_{ff} &= \Psi_{\sigma 2} + \Psi'_{\sigma 1} = I' x_f + I' x_l x_{ad} / (x_l + x_{ad}) = \\ &= I' [x_f + x_l x_{ad} / (x_l + x_{ad})]. \end{aligned}$$

Отсюда, приравнявая $\Psi_{ff0} = \Psi'_{ff}$, получим выражение для тока ротора:

$$I' = I_0 \frac{(x_f + x_{ad})(x_l + x_{ad})}{x_f(x_l + x_{ad}) + x_l x_{ad}} = I_0 \frac{x_l + x_{ad}}{x_l + \frac{x_f x_{ad}}{x_f + x_{ad}}} = I_0 \frac{x_d}{x'_d}.$$

Всплеск тока ротора составит $I_0 (x_d - x'_d) / x'_d$, а ток статора (в масштабе тока ротора) $i'_d = I_0 x_{ad} / x'_d$.

Для графического построения нужно начертить кривую намагничивания, выражаемую для ненасыщенной машины уравнением $\Psi_{\delta} = I x_{ad}$, кривую потокосцеплений рассеяния ротора $\Psi_{\sigma 2} = I x_f$

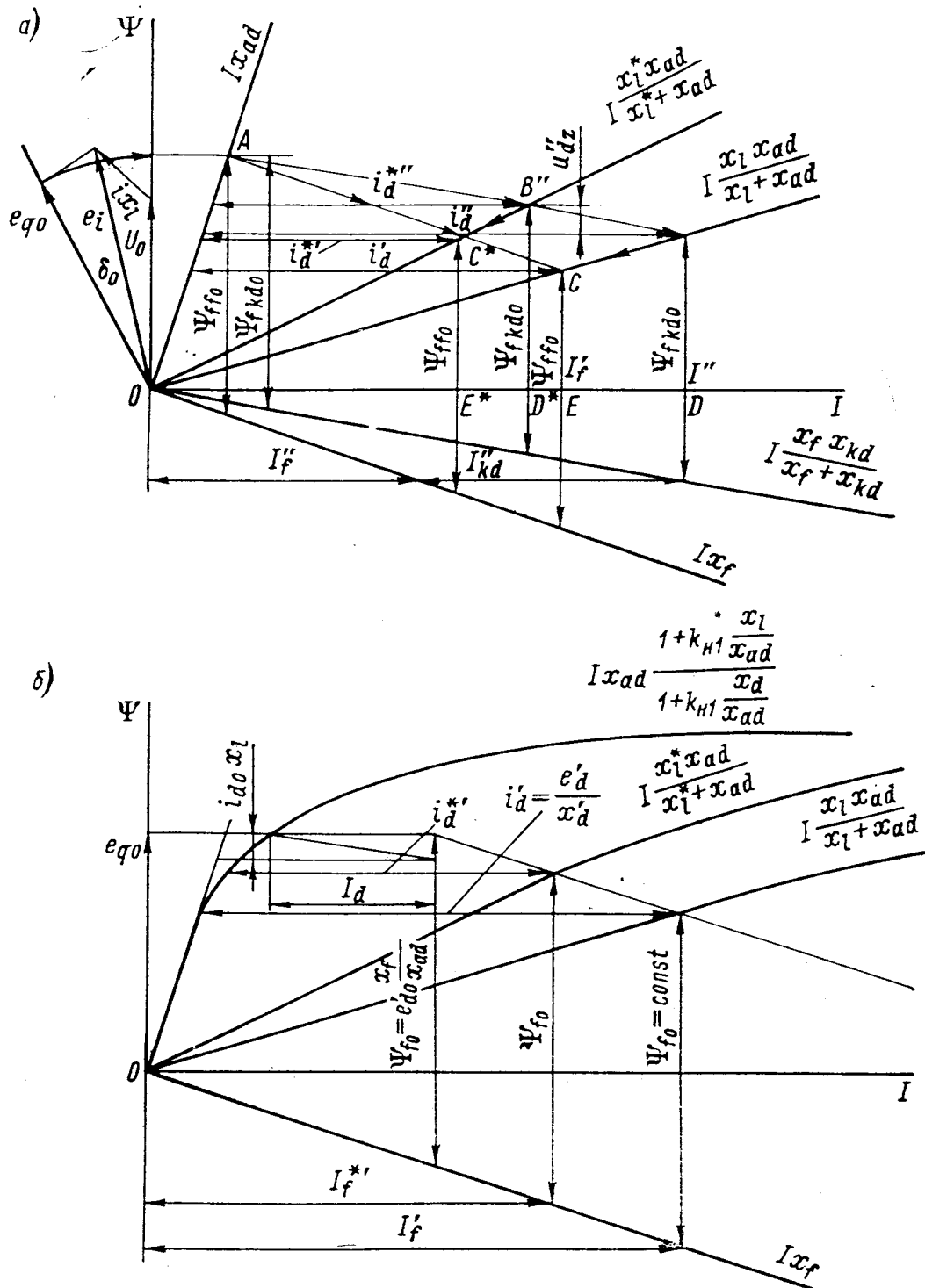


Рис. 2-16. Графический расчет тока внезапного короткого замыкания: а — без учета насыщения; б — с учетом насыщения

и кривую потокосцеплений короткозамкнутого статора $\Psi'_{\sigma 1} = I x_l x_{ad} / (x_l + x_{ad})$.

Начальные потокосцепления ротора при холостом ходе соответствуют напряжению U_0 и составляют

$$\Psi_{ff0} = I_0 (x_f + x_{ad}).$$

Этот вектор с концом в точке A показан на рис. 2-16, a . После короткого замыкания он перемещается на диаграмме вправо так, что его концы опираются на кривые Ix_f и $Ix_l \times \times x_{ad}/(x_l + x_{ad})$. Линия, проведенная из конца этого вектора параллельно оси абсцисс (от точки C), дает значение переходного тока i'_d , отрезок OE — значение переходного тока ротора (без учета апериодической составляющей).

Аналогичную диаграмму можно построить и для насыщенной машины (рис. 2-16, b).

Вначале рассмотрим случай, когда насыщен только статор.

Построим кривую намагничивания для статора $\Phi_\delta = f(F_a + F_z + F_\delta)$ с учетом ответвления части потока в направлении, поперечном пазам, вследствие насыщения зубцов и спинки (через сопротивление R_l). Эта поправка невелика, но увеличивается с ростом насыщения. Уравнение этой кривой вместо $\Psi_\delta = Ix_{ad}$ будет теперь записано следующим образом:

$$\Psi_\delta = Ix_{ad} \frac{1 + k_{H1} \frac{x_l}{x_{ad}}}{1 + k_{H1} \frac{x_d}{x_{ad}}} \approx Ix_{ad}/(1 + k_{H1}), \quad (2-27)$$

где $k_{H1} = (F_a + F_z)/F_\delta$.

Так же как и для ненасыщенной машины, строим кривые Ix_f и $Ix_l x_{ad}/(x_l + x_{ad})$ (рис. 2-16, b) и находим ток I'_f и i'_d . Легко показать, что так называемые ЭДС за переходным или сверхпереходным индуктивным сопротивлением e'_d и e''_d с учетом насыщения сердечника статора определяются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} e'_{dH} &= (U_{q0} + I_{d0}x_l) \frac{(1 + k_{H1}) \left(1 + k_{H1} \frac{x'_d}{x_{ad}}\right)}{1 + k_{H1} \frac{x_d}{x_{ad}}} + I_{d0}(x'_d - x_l); \\ e''_{dH} &= (U_{q0} + I_{d0}x_l) \frac{(1 + k_{H1}) \left(1 + k_{H1} \frac{x''_d}{x_{ad}}\right)}{1 + k_{H1} \frac{x_d}{x_{ad}}} + I_{d0}(x''_d - x_l). \end{aligned} \right\} (2-28)$$

При $I_{d0} = 0$ (холостой ход)

$$e'_{dH} \approx U_{q0} \left(1 + k_{H1} \frac{x'_d}{x_{ad}}\right); \quad e''_{dH} = U_{q0} \left(1 + k_{H1} \frac{x''_d}{x_{ad}}\right)$$

и значения токов

$$i'_d = \frac{e'_{dH}}{x'_{dH}}; \quad i''_d = \frac{e''_{dH}}{x''_{dH}}.$$

При этом в расчете x'_{dH} и x''_{dH} учитывается только насыщение от полей рассеяния (см. ниже). Чтобы учесть насыщение по-

люса, необходимо вместо кривой намагничивания статора построить характеристику магнитной цепи для предшествующего короткому замыканию режима (или хотя бы найти одну ее точку — конец вектора Ψ_{ff0}), а вместо кривой $I x_f$ — кривую

$$I x_f / [1 + k_{н2} / (1 + k_{н1})],$$

где $k_{н2} = F_m \Phi_\delta / (F_\delta \Phi_m)$; $k_{н1} = (F_a + F_z) / F_\delta$.

В формулах (2-28) необходимо заменить $k_{н1}$ на $k_{н} = k_{н1} + k_{н2}$. Остальные построения производятся аналогично.

При расчете наброса смешанной нагрузки $z = R + jx$ необходимо определить величины $x^*_l = x_l + x + R^{*2} / x^*_q$; $x^*_q = x''_q + x$ (для сверхпереходного режима) или $x^*_q = x_q + x$ (для переходного режима); $R^* = r + R$ (r — сопротивление машины). При этом, если машина имела нагрузку $R_0 + jx_0$, то сопротивления x и x_0 , R и R_0 включаются параллельно; затем делаются те же построения, что и выше, но вместо x_l используется x^*_l .

Приближенные зависимости $\sim x_l$, x_f и x_{kd} от токов, протекающих в обмотках статора, возбуждения и демпферной, необходимые для построения кривых $I x_l x_{ad} / (x_l + x_{ad})$; $I x_f$; $I x_f \times x_{kd} / (x_f + x_{kd})$, определяются следующим образом.

Для x_f рассчитывается «насыщенное» значение проводимости λ_{pl} при насыщении полюсного башмака в режиме установившегося короткого замыкания, как описано выше.

При расчете индуктивных сопротивлений рассеяния обмоток статора и демпферной учитывается насыщение только пазовой части:

$$x_{лн} = x_{п. н} + x_{л}; \quad x_{kdн} = x_{kdп. н} + x_{kdл};$$

$$x_{п. н} = x_{п} k_1; \quad x_{kdп. н} = x_{kdп} k_2,$$

где выражения для индуктивных сопротивлений пазовой и лобовой частей обмоток см. в табл. 2-3.

Из ряда способов расчета коэффициентов снижения значения пазовой проводимости наиболее простым является расчет по формуле вида

$$k_1 = b_{п}/t + (b_z/t) e^{-(kA \sqrt{2})^m} \quad (2-29)$$

для прямоугольного паза и

$$k_2 = ad/t + [b(t-d)/t] e^{-(kA \sqrt{2})^m} \quad (2-30)$$

для круглого паза. Здесь A — линейная нагрузка, А/м; для статора $k = 0,5 \cdot 10^{-4}$, $m \approx 1,8$. Более детальные расчеты показывают, что $m = 1,6(0,625 + b_{п}/t)$. Эти формулы, полученные на основании расчета зубцовой зоны как магнитно-анизотропной среды, уточнены численными расчетами.

При расчетах составляющих токов прямой последовательности при несимметричных коротких замыканиях необходимо вместо x_l подставлять в приведенные выше формулы и диаграммы значения $x_l + x_2$ и $x_l + x_2 + x_0$ соответственно для двухфазного и однофазного короткого замыкания на нейтраль.

2-3. ЧИСЛЕННЫЕ РАСЧЕТЫ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ С УЧЕТОМ НАСЫЩЕНИЯ

За последние годы благодаря повышению быстродействия ЭВМ появилась реальная возможность численного расчета магнитных полей с учетом насыщения, т. е. численного решения уравнения Пуассона, которое для плоского поля приобретает следующий вид:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1}{\mu} \frac{\partial A}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{1}{\mu} \frac{\partial A}{\partial y} \right) = -J. \quad (2-31)$$

При этом магнитная проницаемость μ или обратная ей величина — удельное магнитное сопротивление $\nu = 1/\mu$ — определяются по кривой намагничивания.

Для численного решения уравнения (2-31) можно применить метод конечных разностей и метод конечных элементов. В практике численного расчета магнитного поля нашел применение метод конечных разностей. По этому методу уравнение (2-31) преобразуется в конечно-разностное и для среднего из девяти узлов на границах четырех ячеек неравномерной сетки со сторонами h_1, h_2, h_3 и h_4 вектор-потенциал записывается следующим образом:

$$A_0 = \frac{I_0 + \sum_{i=1}^4 \alpha_i A_i}{\sum_{i=1}^4 \alpha_i}; \quad i = 1, 2, 3, 4,$$

где

$$\left. \begin{aligned} I_0 &= J (h_1 + h_3) (h_2 + h_4); \\ \alpha_i &= \frac{2 (\nu_{i+1} h_{i+1} + \nu_i h_{i+3})}{h_i}. \end{aligned} \right\} \quad (2-32)$$

(Если суммарный индекс больше четырех, то из него вычитается 4.)

В расчетах конечно-разностным методом обычно применяется итерационно-экстраполяционный метод Либмана, при котором итерации делаются с коэффициентом экстраполяции, большим единицы.

Для нелинейной задачи оптимальная продолжительность расчета получается, если несколько итераций делается при зафиксированном в каждой ячейке сетки значении μ ; при этом коэффициент экстраполяции больше единицы. Затем по найденному значению A определяется B , и μ изменяется соответственно новому значению B , но с коэффициентом экстраполяции меньше единицы, так как при значительном коэффициенте экстраполяции возможна колебательная неустойчивость решения. При сильном насыщении возможно увеличение коэффи-

циента экстраполяции, однако его значение не превосходит единицы.

Для ускорения расчета и проверки сходимости решения вводится поправка по интегралу полного тока. После нескольких итераций определяется интеграл

$$I = \oint \mathbf{H} \, dl$$

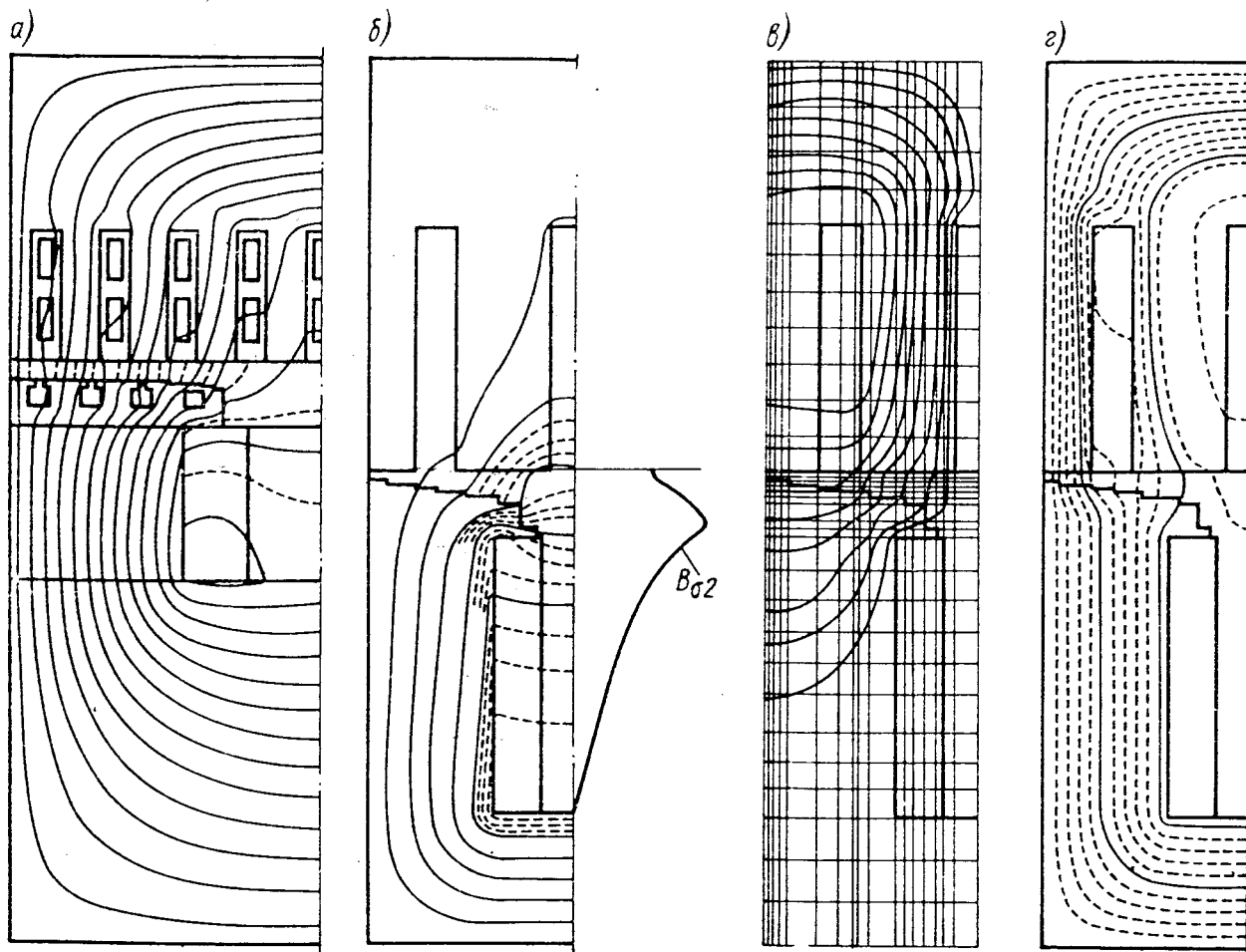


Рис. 2-17. Картины поля, рассчитанные с помощью ЭВМ: а — холостой ход; б — короткое замыкание; в — намагничивание со стороны статора по оси q ; г — то же, по оси d

по контурам, окружающим токи, и к значениям вектор-потенциала во всех узлах внутри этих контуров вводится поправка

$$\Delta A = (\oint \mathbf{H} \, dl - I) / \oint v \, dl, \quad (2-33)$$

где I — значение тока.

Значение этой поправки служит также критерием сходимости расчета.

Качественно картина плоского магнитного поля гидрогенератора, рассчитанная с учетом насыщения, как видно из рис. 2-17 и 2-18, похожа на картины поля, полученные графическими методами и методами электроанalogии [24] без учета насыщения. Однако индукция по краям полюсного сердечника выше, чем в середине, и, стало быть, магнитное сопротивление

потоку рассеяния полюса в сердечнике несколько больше, чем главному потоку.

При наличии демпферной системы уже при номинальном потоке становится заметным насыщение участков полюса вблизи крайних пазов демпферной обмотки. При сильном насыщении статора в режиме холостого хода наблюдается проникновение в пазы не только продольного, но и поперечного поля.

При возбуждении со стороны статора по поперечной оси магнитный поток довольно глубоко проникает в сердечник полюса, и, следовательно, от насыщения сердечника полюса зависит в значительной степени величина $\chi_{aqн}$.

По картине поля в зубцовой зоне видно, что при одинаковых токах в пазах из-за насыщения поперечная индукция в них неодинакова, что получается теоретически, если рассматривать рассеяние в пазу с конечной магнитной проницаемостью стенок, полагая зубцовую зону магнитно - анизотропной средой [26].

Количественные результаты, полученные путем численного расчета плоских магнитных полей, сводятся к следующему.

При обычно принятых соотношениях между размерами магнитной цепи явнополюсной синхронной машины приближенная методика, в которой насыщение учитывается по эквивалентной магнитной схеме, обладает достаточной точностью.

Коэффициент Картера k_C практически не зависит от насыщения, относительно слабо меняются коэффициенты формы потока k_Φ и индукции k_f , а также коэффициент k_λ . Только при сильном насыщении кромки полюсного башмака, как показано Д. И. Клейнман, k_Φ и k_λ могут существенно изменяться, что на практике возможно только для весьма высокоиспользованных машин.

На рис. 2-19 показано распределение индукции по высоте паза и по полюсному делению (номера пазов — на рис. 2-18). Для индуктивного сопротивления рассеяния обмотки возбуждения хорошее приближение дает учет насыщения башмака (см.

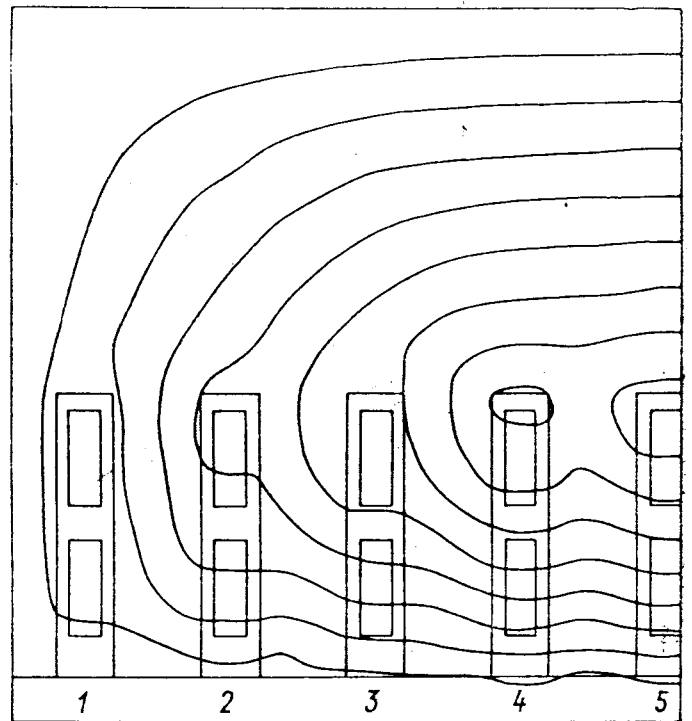


Рис. 2-18. Поле в зубцовой зоне при коротком замыкании
1—5 — номера пазов

рис. 2-20, где сравниваются результаты расчета поля и результаты, полученные приближенными методами).

Зависимости $x_d(I)$ и $x_q(I)$, полученные с помощью численного расчета поля при намагничивании со стороны статора, также достаточно хорошо совпадают с результатами расчета по

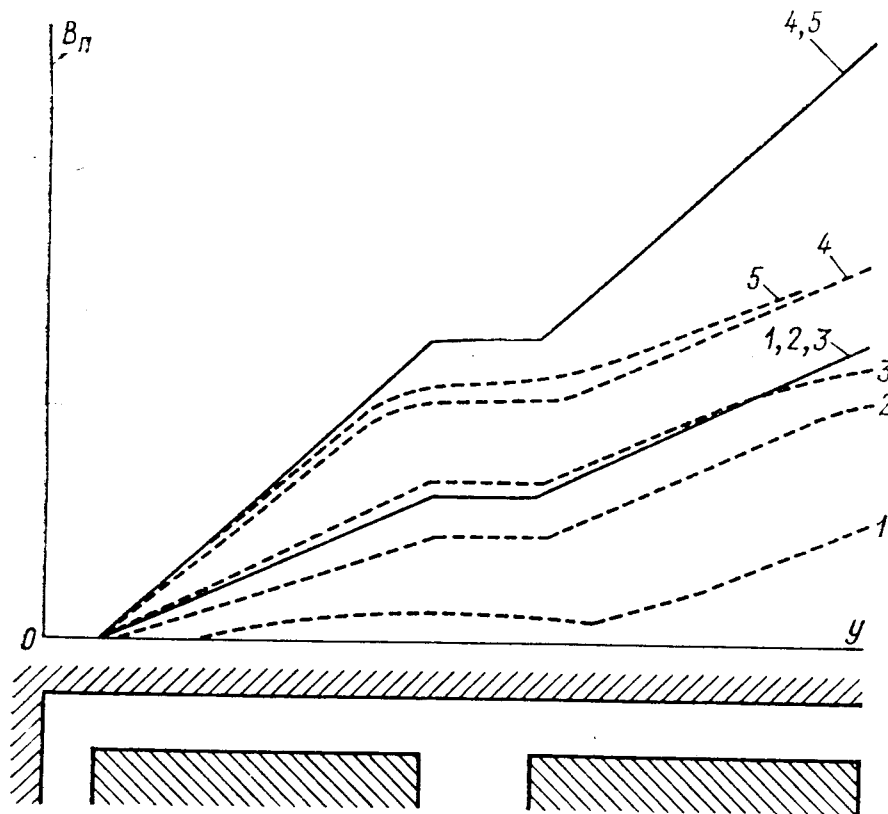


Рис. 2-19. Распределение индукции по высоте паза при коротком замыкании без учета (сплошные кривые) и с учетом (штриховые) насыщения
1-5 — номера пазов по рис. 2-18

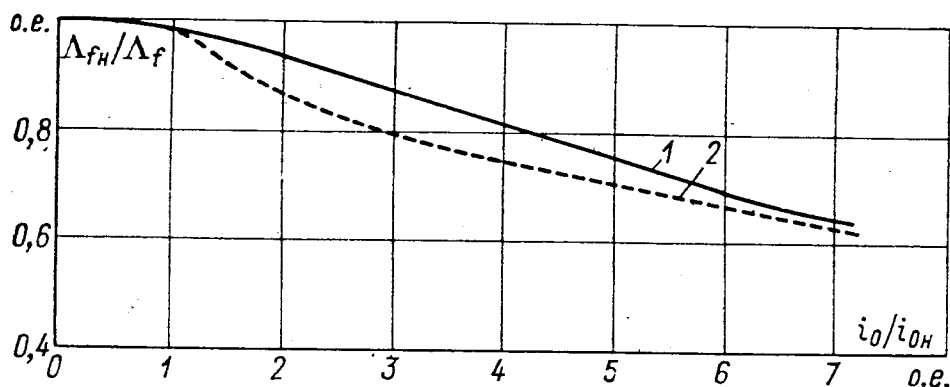


Рис. 2-20. Зависимость магнитной проводимости рассеяния полюса от тока возбуждения при холостом ходе
1 — по результатам численного расчета; 2 — по приближенному методу

магнитной схеме замещения. В целом можно считать, что расчет по магнитной схеме замещения с учетом зависимостей проводимостей рассеяния от тока (2-29) и (2-30) дает достаточно хорошее приближение.

Методы расчета торцевых магнитных полей освещены в работе [25].

ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

3-1. ХАРАКТЕРИСТИКА ХОЛОСТОГО ХОДА

Характеристика холостого хода, дающая зависимость ЭДС обмотки статора E_0 от тока возбуждения i_e , а также и другие характеристики синхронных генераторов наиболее удобно строить в относительных единицах, чем достигается лучшая обозреваемость свойств машин. При этом за единицу обычно принимается ток i_{e0} , соответствующий по характеристике холостого хода номинальному напряжению. Выбор относительной единицы тока возбуждения имеет то преимущество, что при этом можно наиболее легко сравнивать степени насыщения отдельных машин.

При применении х. х. х. для построения диаграмм напряжения и других характеристик рекомендуется пользоваться ее нисходящей ветвью, пересекающей ось абсцисс в нулевой точке (рис. 3-1). Площадь, ограниченная восходящей и нисходящей ветвями характеристики, определяется гистерезисом магнитной цепи ротора. Остаточное напряжение E_r , получаемое при снятии восходящей ветви характеристики $E_0 = f(i_e)$ и снижении тока возбуждения до нуля, составляет в гидрогенераторах в среднем около 1% номинального напряжения и может быть рассчитано по значению остаточной индукции в воздушном зазоре машины B_r :

$$E_r = \frac{B_r}{B_\delta} U_{\text{ном}}, \quad (3-1)$$

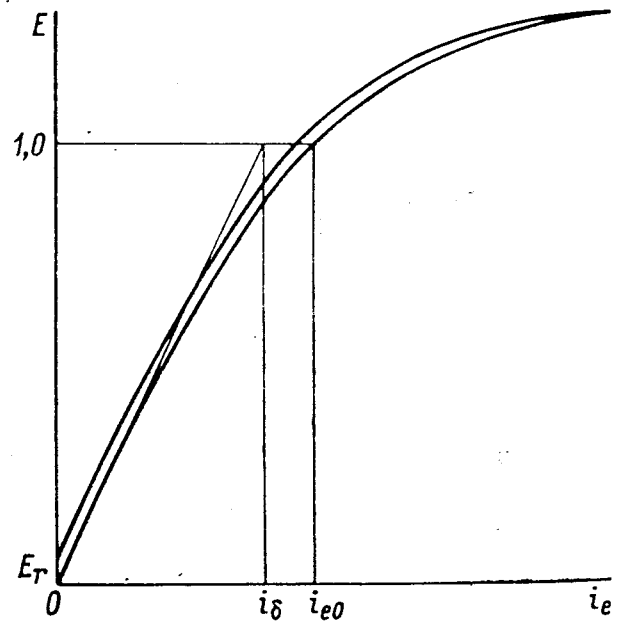


Рис. 3-1. Характеристика холостого хода

где B_δ — индукция поля в воздушном зазоре при холостом ходе и номинальном напряжении $U_{\text{ном}}$.

Поскольку при остаточном магнитном потоке, обусловленном явлением гистерезиса стали полюсов и обода ротора, суммарное магнитное сопротивление практически равно сопротивлению воздушного зазора машины, остаточная индукция в тесла может быть рассчитана по выражению

$$B_r = \frac{H_c l_c}{1,6 k_c \delta'} 10^{-4}, \quad (3-2)$$

где H_c — коэрцитивная сила стали полюсов и обода, в среднем равная $H_c = 2$ А/см; l_c — длина пути магнитного потока в роторе, см; k_c — коэффициент Картера [см. выражение (2-10)]; δ' — расчетный воздушный зазор, см.

В зависимости от индукции различных участков магнитопровода, соотношений размеров активной зоны, воздушного зазора и марок применяемых сталей характеристики холостого хода могут сильно различаться. При использовании для сердечников статоров высоколегированных холоднокатаных электротехнических сталей генераторы характеризуются в целом меньшим насыщением при напряжениях приблизительно до $1,2 U_{\text{ном}}$ и, как правило, несколько большим насыщением при напряжениях свыше $1,2 U_{\text{ном}}$ по сравнению с генераторами, сердечники статоров которых изготовлены из горячекатаных электротехнических сталей. Вместе с тем разброс характеристик

холостого хода выполненных гидрогенераторов весьма велик, о чем свидетельствуют данные табл. 3-1.

Коэффициент насыщения магнитной цепи при номинальном напряжении, вычисленный как отношение тока i_{e0} к току возбуждения i по спрямленной характеристике холостого хода, составляет в среднем $k_n=1,08$ для генераторов с сердечниками статоров из холоднокатаных электротехнических сталей и $k_n=1,14$ при использовании горячекатаных сталей.

Таблица 3-1

Степень насыщения	Вид стали сердечника статора	Х.х.х. при напряжении в долях номинального		
		1,15	1,25	1,30
Слабая	Холоднокатаная	1,20	1,35	1,45
	Горячекатаная	1,30	1,50	1,65
Средняя	Холоднокатаная	1,30	1,90	2,30
	Горячекатаная	1,40	1,80	2,25
Сильная	Холоднокатаная	1,40	2,35	3,15
	Горячекатаная	1,50	2,00	2,75

При сбросах номинальной нагрузки и сохранении постоянной частоты вращения повышение напряжения генераторов (без учета действия регулятора возбуждения) определяется «насыщением» х.х.х. и составляет для крупных гидрогенераторов с $\cos \varphi=0,8 \div 0,9$ в среднем $\Delta U=20 \div 25 \%$.

Снятие х.х.х. обычно рекомендуется совмещать с проведением испытаний повышенным напряжением ($1,5 U_{ном}$ в течение 5 мин) витковой изоляции обмотки статора. Однако, поскольку современные тиристорные системы возбуждения допускают, как правило, только двукратный номинальный ток возбуждения (в течение достаточно ограниченного времени — длительности форсирования), для большинства гидрогенераторов с насыщенными магнитными системами приходится ограничиваться испытанием при напряжении $1,3 U_{ном}$. В ряде генераторов значение повышенного тока возбуждения и длительность его протекания могут быть также ограничены по условию нагрева обмотки ротора (см. § 4-8 и 6-8).

Кроме того, в мощных машинах может оказаться необходимым снизить длительность испытаний повышенным напряжением, индуцируемым полем ротора, по условию нагрева торцевой зоны статоров.

3-2. НАГРУЗОЧНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Построение семейства нагрузочных характеристик $U=f(i_e)$ при $I=\text{const}$, $\cos \varphi=\text{const}$ и $f=\text{const}$ рекомендуется производить, пользуясь известной диаграммой Потье. На рис. 3-2 представлен пример такого построения.

Из начала координат под углом нагрузки φ к оси ординат, по направлению с которой совпадает вектор тока статора, производится прямая OA , характеризующая направление вектора напряжения генератора. На этой прямой от точки O откладываются отрезки, представляющие собой значения напряжений, для которых требуется определить токи ротора, например $0,2 U_{ном}$, $0,4 U_{ном}$, $0,6 U_{ном}$, $0,8 U_{ном}$, $U_{ном}$ и $1,2 U_{ном}$.

От концов векторов этих напряжений вверх параллельно оси ординат откладывается вектор падения напряжения в активном сопротивлении обмотки статора r_a , равный $r_a I$. От конца этого вектора вправо для индуктивной и влево для емкостной нагрузки откладывается вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении Потье $x_p I$, равный $x_p I$.

Отрезок от начала координат до конца вектора $x_p I$ представляет собой внутреннюю ЭДС генератора E_i при заданном напряжении.

Все построения наиболее удобно выполнять в относительных единицах, за которые рекомендуется принимать: по оси ординат — номинальное напряжение $U_{ном}=1,0$ и по оси абсцисс — ток возбуждения холостого хода $i_{e0}=1,0$. При этом падения напряжения $r_a I$ и $x_p I$ также будут получены в относительных единицах, если ток статора I принимать в долях номинального $I_{ном}$, а параметры r_a и x_p — в относительных единицах.

По х.х.х. для найденных выше значений внутренней ЭДС E_i определяются токи возбуждения i_{ei} , которые откладываются от начала координат на соответствующих векторах E_i . Параллельно оси абсцисс от концов векторов i_{ei} вправо для индуктивной и влево для емкостной нагрузки откладывается вектор тока возбуждения i_{ad} , соответствующий продольной реакции якоря при токе I и рассчитанный в долях i_{e0} .

Отрезок от начала координат до конца вектора i_{ad} определяет значение тока возбуждения i_c , соответствующее выбранному значению напряже-

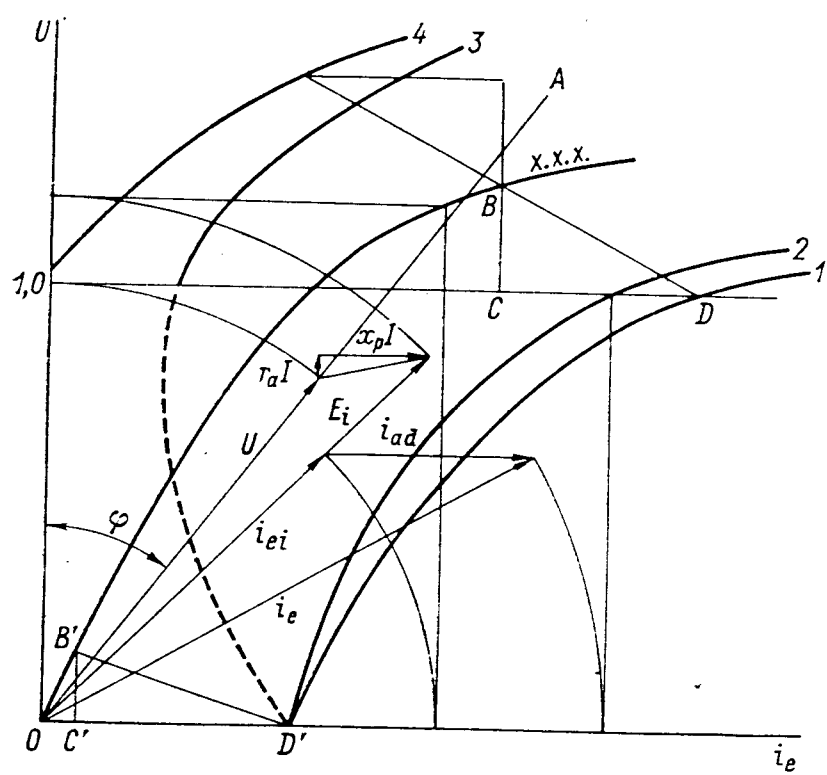


Рис. 3-2. Нагрузочные характеристики

- 1 — $\cos \varphi = 0, \quad \varphi > 0;$
- 2 — $\cos \varphi = 0,8, \quad \varphi > 0;$
- 3 — $\cos \varphi = 0,8, \quad \varphi < 0;$
- 4 — $\cos \varphi = 0, \quad \varphi < 0$

ния при принятых постоянными токе статора и коэффициенте мощности. Полученные в результате сделанных построений токи возбуждения позволяют найти искомую зависимость $U=f(i_c)$.

Аналогично могут быть построены нагрузочные характеристики при различных значениях тока и $\cos \varphi$.

Наибольшее практическое значение имеет нагрузочная характеристика при $\cos \varphi = 0$ и $\varphi > 0$, так как она дает возможность определять индуктивное сопротивление x_p . Как видно из рис. 3-2, между характеристиками холостого хода и индукционной нагрузочной вписывается реактивный треугольник $B'CD$, у которого катет $B'C$ определяется сопротивлением x_p , а катет CD представляет собой ток возбуждения i_{ad} , соответствующий продольной реакции якоря (в долях тока возбуждения холостого хода).

Характеристика $U=f(i_e)$ при $\cos \varphi = 0$ определяется как геометрическое место, занимаемое вершиной D реактивного треугольника при перемещении его вершины B по х.х.х. Поскольку насыщение магнитной цепи генератора меняется с напряжением, катет $B'C$ не остается постоянным. В предельном случае, при $U=0$ (режим короткого замыкания), когда насыщение магнитной цепи практически отсутствует, x_p равно индуктивному сопротивлению

рассеяния обмотки статора x_l . Для этого напряжения реактивный треугольник обозначен $B'C'D'$, причем $B'C' < BC$, а $C'D' = CD$. Таким образом, индуктивное сопротивление Потье может меняться от x_l при $U=0$ до x_p , определяемого по индукционной нагрузочной характеристике при $U=U_{ном}$.

Нагрузочные характеристики при $\cos \varphi > 0$, в том числе и при $\cos \varphi = 1$, проходят выше характеристики $\cos \varphi = 0$ (при том же токе статора I) и не являются параллельными характеристике холостого хода, которую в общем плане можно рассматривать тоже как одну из нагрузочных характеристик с током статора, равным нулю.

При опережающем токе статора ($\varphi < 0$) характеристики проходят выше х.х.х. При этом характеристика при $\cos \varphi = 0$ и $\varphi < 0$ (чисто емкостная нагрузка) может быть получена перемещением реактивного треугольника по х.х.х., но при перевернутом положении треугольника, так как в этом случае ток статора производит намагничивающее действие.

3-3. РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Регулировочные характеристики дают зависимости тока возбуждения от тока статора при постоянных значениях напряжения, частоты и коэффициента мощности и используются для определения необходимых пределов регулирования возбуждения.

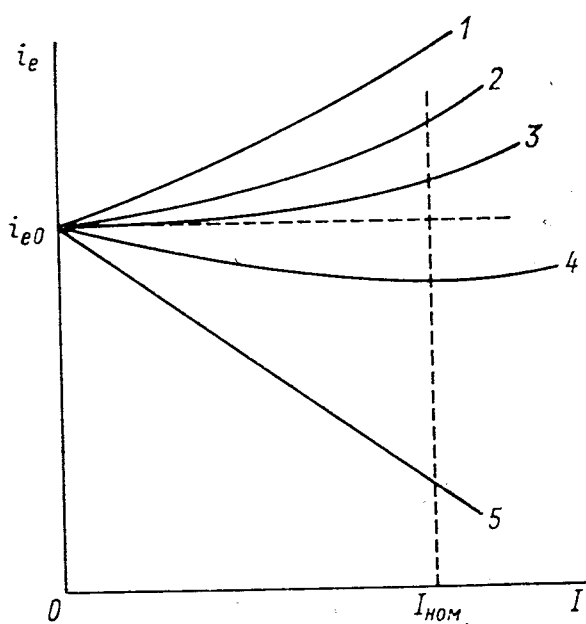


Рис. 3-3. Регулировочные характеристики

1 — $\cos \varphi = 0, \varphi > 0$; 2 — $\cos \varphi = 0,8, \varphi > 0$; 3 — $\cos \varphi = 1$; 4 — $\cos \varphi = 0,8, \varphi < 0$; 5 — $\cos \varphi = 0, \varphi < 0$

Токи возбуждения могут быть определены по изложенному выше, в § 3-2, способу и в той же последовательности. При этом для ускорения всех построений рекомендуется вектор полного падения напряжения в обмотке статора $(r_a I + x_p I)$ при токе статора $I = (1,1 \div 1,25) I_{ном}$ разделить на отдельные части. При соединении точек деления с началом координат получаются для различных значений тока статора векторы внутренней ЭДС. Определенные по ним токи возбуждения складываются затем как векторы с соответствующими токами возбуждения продольной реакции якоря (рис. 3-2) при данном значении I . Полученные результирующие токи возбуждения позволяют построить искомую зависимость $i_e = f(I)$.

При возрастании индуктивной нагрузки для поддержания напряжения $U = \text{const}$ требуется увеличение тока возбуждения, а при емкостной нагрузке — его уменьшение. При снижении $\cos \varphi$ требуется соответственно большее изменение тока возбуждения, поэтому регулировочные характеристики для различных значений $\cos \varphi$ носят характер, показанный на рис. 3.3.

3-4. ВНЕШНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Расчет внешних характеристик $U = f(I)$ при $i_e = \text{const}$, $\cos \varphi = \text{const}$ и $f = \text{const}$ весьма трудоемок. Ниже изложен графический метод их получения, основанный на известных векторных диаграммах напряжений и МДС и позволяющий по значениям индуктивного сопротивления Потье x_p и активного сопротивления обмотки статора r_a достаточно быстро построить семейство внешних характеристик. Пример такого построения приведен на рис. 3-4.

На оси абсцисс влево от начала координат для индуктивной нагрузки и вправо для емкостной нагрузки откладываются токи возбуждения, соот-

ветствующие продольной реакции якоря при нескольких значениях тока, например $I=0,25 I_{\text{ном}}$, $I=0,5 I_{\text{ном}}$, $I=0,75 I_{\text{ном}}$, $I=I_{\text{ном}}$ и $I=1,25 I_{\text{ном}}$ (точки A_1, A_2, A_3, A_4, A_5). Из этих точек на оси абсцисс радиусом, равным току

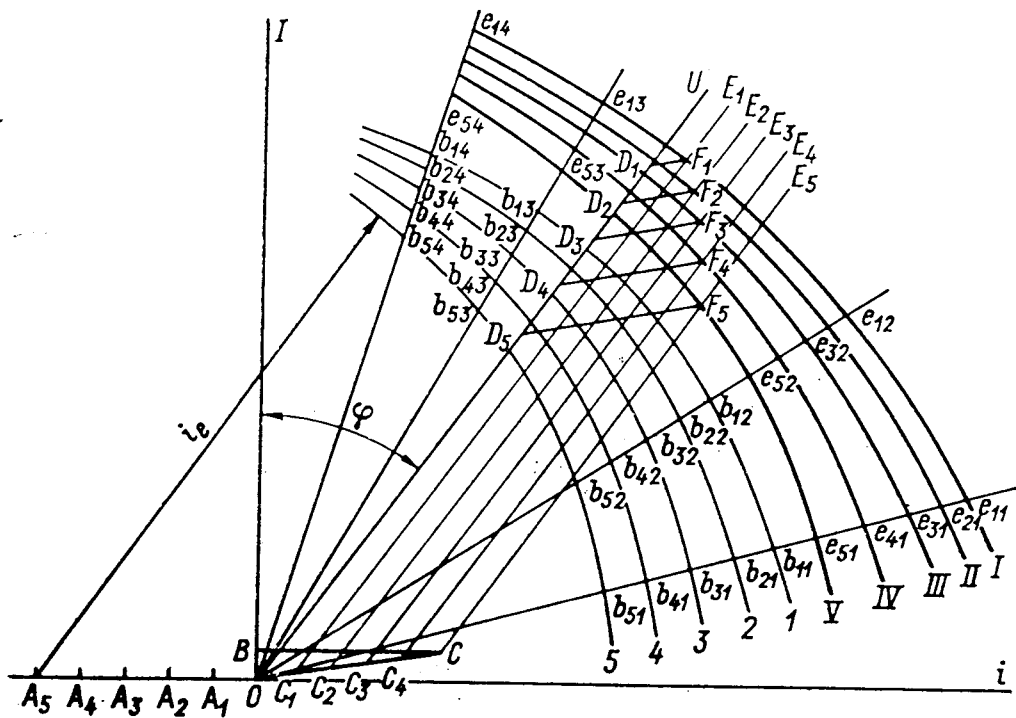


Рис. 3-4. Построение внешней характеристики

возбуждения i_c (который принят постоянным для искомой характеристики), проводятся дуги окружностей 1, 2, 3, 4 и 5 (дуга 1 из точки A_1 , дуга 2 из точки A_2 и т. д.). На одной из этих дуг произвольно берется ряд точек (на рис. 3-4 точки b_{11}, b_{12}, b_{13} и b_{14} на дуге 1), которые соединяются прямыми линиями с началом координат. Пересечения этих прямых с другими дугами дают точки b_{n1}, b_{n2}, b_{n3} и b_{n4} .

По токам возбуждения — отрезкам $Ob_{n1}, Ob_{n2}, Ob_{n3}, Ob_{n4}$ — находятся по х. х. внутренние ЭДС, которые откладываются на лучах $Ob_{11}, Ob_{12}, Ob_{13}, Ob_{14}$, что дает точки e_{11} (ЭДС Oe_{11} соответствует току Ob_{11}), e_{12} (ЭДС Oe_{12} соответствует току Ob_{12}), e_{13}, e_{14}, e_{21} и т. д.

Точки e с одинаковым первым индексом, т. е. точки, соответствующие одному значению тока статора, соединяются между собой кривыми I, II, III, IV и V.

Для тока статора I , например $I=1,25 I_{\text{ном}}$, по величинам r_a и x_p строится реактивный треугольник OBC , у которого $BO=1,25 r_a I_{\text{ном}}$, $BC=1,25 x_p I_{\text{ном}}$. Полное падение напряжения в обмотке статора (гипотенуза OC) делится на равные части (на рис. 3-4 на пять частей). Через точки деления C_1, C_2, C_3, C_4, C проводятся линии $C_n E_n$ параллельно вектору напряжения U , т. е. под углом φ к оси ординат.

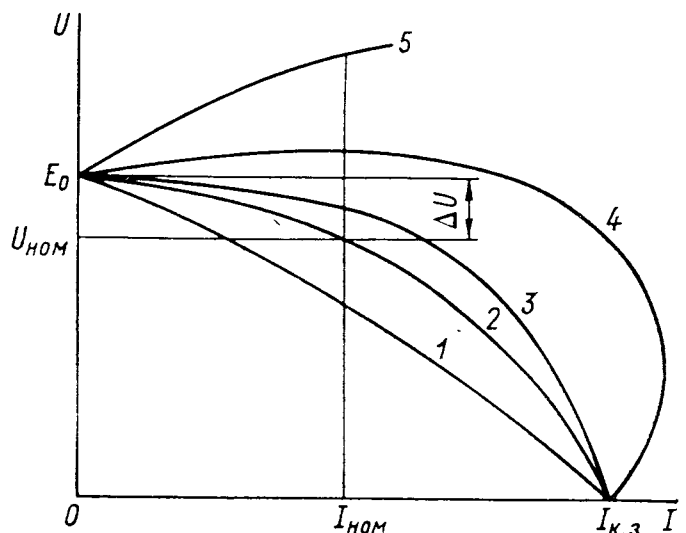


Рис. 3-5. Внешние характеристики
1 — $\cos \varphi = 0, \varphi > 0$; 2 — $\cos \varphi = \cos \varphi_{\text{ном}}, \varphi > 0$; 3 — $\cos \varphi = 1$; 4 — $\cos \varphi = 0,2, \varphi < 0$;
5 — $\cos \varphi = 0, \varphi < 0$

Через точки пересечений F_n линий $C_n E_n$ с соответствующими кривыми I, II, III, IV и V (например, линии $C_1 E_1$ с кривой I — для $I=0,25 I_{\text{ном}}$, линии $C_2 E_2$ с кривой II — для $I=0,5 I_{\text{ном}}$ и т. д.) проводятся параллельно OC линии $F_n D_n$ до пересечения с вектором напряжения U . Векторы OD_1, OD_2, OD_3, OD_4 и OD_5 представляют собой напряжения генератора соответственно при токах нагрузки $I=1,25 I_{\text{ном}}, I=I_{\text{ном}}, I=0,75 I_{\text{ном}}, I=0,50 I_{\text{ном}}, I=0,25 I_{\text{ном}}$ и при постоянных значениях тока возбуждения i_e и $\cos \varphi$.

На рис. 3-5 показано семейство внешних характеристик синхронного генератора при различных $\cos \varphi$. При $U=0$ (установившееся короткое замыкание) все характеристики сходятся в одной точке $I_{к.з.}$, соответствующей току трехфазного короткого замыкания при принятом токе возбуждения:

$$I_{к.з.} = I_{\text{ном}} \frac{i_e}{i_{eк.з.}}$$

где $i_{eк.з.}$ — ток возбуждения при коротком замыкании и номинальном токе статора (отрезок OD' на рис. 3-2).

При $I=0$ все характеристики сходятся в точке E_0 , соответствующей по х.х.х. заданному току возбуждения i_e . Именно это напряжение имеет место при сбросе нагрузки и неизменных значениях частоты и тока возбуждения.

3-5. U-ОБРАЗНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

При изменении тока возбуждения синхронной машины, работающей параллельно с мощной системой, ток в цепи статора изменяется и по значению и по фазе.

Понижение тока возбуждения против того значения, которое соответствует наименьшему току статора при данном напряжении, т. е. недовозбуждение, вызывает потребление тока, когда вектор тока отстает по фазе от вектора напряжения сети. В этом случае синхронная машина оказывает на сеть индуктивное действие вне зависимости от того, работает она генератором или двигателем. Магнитная система машины дополнительно подмагничивается реакцией якоря, создаваемой потоком статора, составляющая которого отстает по фазе от вектора напряжения сети.

Наоборот, повышение тока возбуждения по сравнению с его значением, при котором ток статора минимален при данном напряжении, имеет место при размагничивающей реакции якоря, когда вектор тока статора опережает по фазе вектор напряжения сети. В этом случае синхронная машина имеет перевозбужденную магнитную систему и оказывает емкостное действие на сеть.

Зависимости тока статора от тока возбуждения при $U=\text{const}$, $f=\text{const}$ и различных активных на-

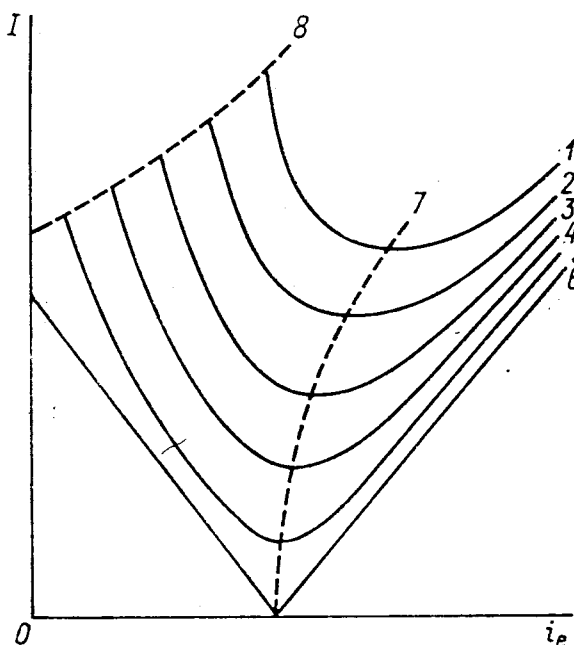


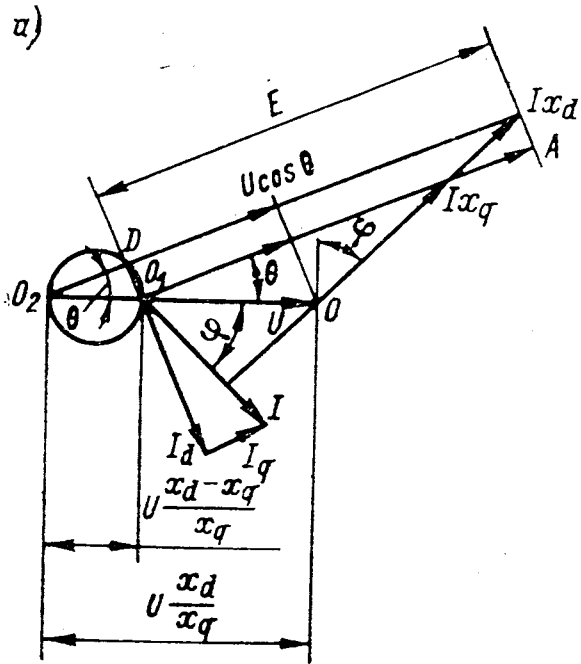
Рис. 3-6. U-образные характеристики
1 — $P = 5/4 P_{\text{ном}}$; 2 — $P = P_{\text{ном}}$; 3 — $P = 3/4 P_{\text{ном}}$; 4 — $P = 2/4 P_{\text{ном}}$; 5 — $P = 1/4 P_{\text{ном}}$; 6 — $P = 0$; 7 — $\cos \varphi = 1$; 8 — линия статической устойчивости

грузках из-за своей характерной формы носят название U-образных характеристик. Расчет их, как и регулировочных характеристик, может быть выполнен с использованием диаграммы Потье или универсальной шведской диаграммы. Обычно U-образные характеристики рассчитываются для нескольких значений активной мощности и $\cos \varphi$.

Из рис. 3-6 видно, что для каждой мощности существует такое возбуждение, при котором ток статора синхронного генератора является минимальным. Этому току соответствует $\cos \varphi = 1$. Штриховая кривая 7 на рис. 3-6 представляет собой линию минимальных токов статора и является, по существу, регулировочной характеристикой при $\cos \varphi = 1$, разделяя всю область режимов работы на две части: слева от кривой 7 — область режимов с $\varphi < 0$ (недовозбуждение), справа от кривой 7 — область с $\varphi > 0$ (перевозбуждение).

С возрастанием нагрузки точки U-образных характеристик, соответствующие $\cos \varphi = 1$, сдвигаются вправо, так как требуется некоторое увеличение тока возбуждения для компенсации реакции якоря и падения напряжения в активном сопротивлении обмотки статора при увеличении тока статора.

U-образные характеристики в режимах недовозбуждения практически ограничиваются пределом статической устойчивости (кривая 8), метод определения которого изложен ниже, в § 3-6 и 4-4.



3-6. ПОСТРОЕНИЕ УГЛОВОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ С УЧЕТОМ НАСЫЩЕНИЯ

Как известно, активная мощность синхронной машины, работающей параллельно с сетью при постоянном напряжении на зажимах U и при неиз-

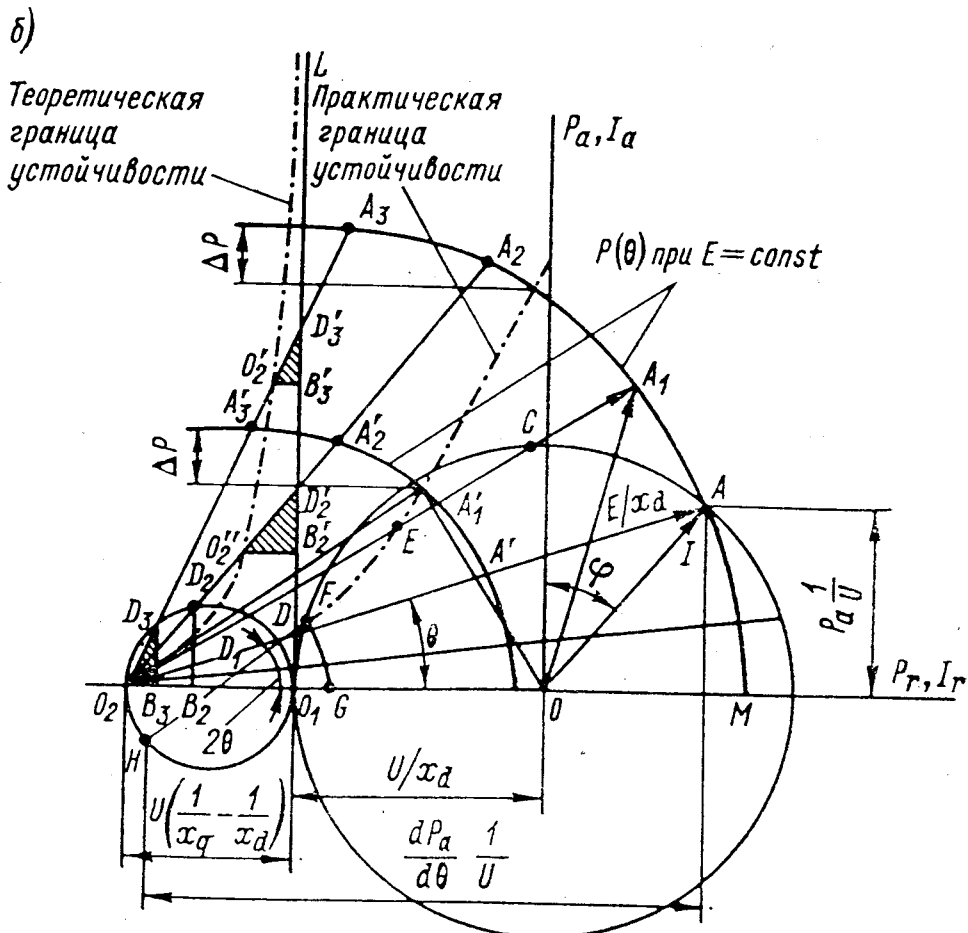


Рис. 3-7. Диаграмма явнополюсной синхронной машины: а — в масштабе ЭДС; б — в масштабе токов и мощности

менном токе возбуждения i_e , которому пропорциональна полная ЭДС индуктора E (если машина не насыщена), определяется выражением

$$P = \frac{EU}{x_d} \sin \theta + \frac{U^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\theta. \quad (3-3)$$

Зависимость $P(\theta)$ при $E = \text{const}$ называется угловой характеристикой и представляет собой сумму двух гармоник.

Удобно определять угловую характеристику с помощью диаграммы, показанной на рис. 3-7, б.

Отложив на оси абсцисс отрезки U/x_d и U/x_q (OO_1 и OO_2), проведем из точки O под углом φ к оси ординат вектор тока I ; проведем также радиусом, равным I , окружность с центром в точке O . Соединив конец вектора

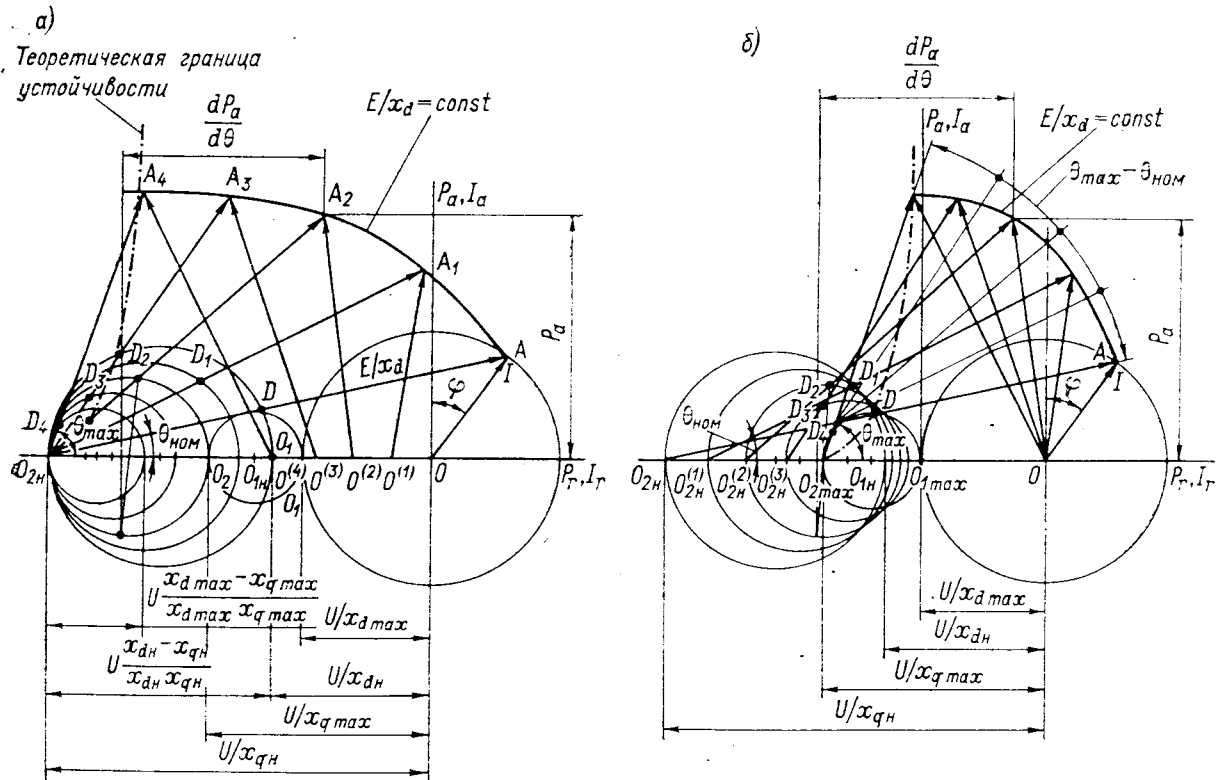


Рис. 3-8. Варианты построения диаграмм МДС, мощности и угловых характеристик с учетом насыщения

тока (точку A) с O_2 , определим E/x_d — отрезок AD и угол θ . Диаметр окружности, проходящей через точки O_1 , O_2 , с центром на оси абсцисс, проведенный через точку D , будет направлен под углом 2θ к оси абсцисс. Перпендикуляр, опущенный из точки A на ось абсцисс, равен P/U , разность абсцисс точек A и H

$$\frac{E}{x_d} \cos \theta + \frac{U^2 (x_d - x_q)}{x_d x_q} \cos 2\theta = \frac{dP}{d\theta} \frac{1}{U}$$

пропорциональна синхронизирующей мощности $dP/d\theta$ в масштабе $1/U$.

Для построения других точек угловой характеристики проведем несколько лучей из точки O_2 (O_2A_1 ; O_2A_2 ; O_2A_3 и т. д.), отложим на них от окружности с диаметром O_1O_2 значения $E/x_d = \text{const} = D_iA_i$ и проведем кривую через концы отрезков A_i . Это будет угловая характеристика. Если построить на каждом луче треугольник $O_2D_iB_i$ и перенести его вершину D_i в точку пересечения соответствующего луча с прямой O_1L , параллельной оси ординат, то линия, соединяющая точки O_2 , O_2'' , O_2' и т. д., будет теоретической границей статической устойчивости. Практическая граница статической устойчивости строится с запасом по мощности $\Delta P = 10 \div 15 \%$.

Для практического учета насыщения достаточно рассчитать по эквивалентной магнитной схеме с помощью метода, изложенного во второй главе,

только два режима: режим номинальной мощности и режим, близкий к предельной мощности, с углами внутреннего сдвига:

$$\theta_{\text{ном}} = \arcsin \frac{I x_{qH} \cos \varphi}{\sqrt{(I x_{qH})^2 + 2UI x_{qH} \cos \varphi + U^2}};$$

$$\theta_{\text{max}} = \arccos \left(1 - 0,25 \frac{E}{U} \frac{x_{q\text{max}}}{x_{d\text{max}} - x_{q\text{max}}} \right).$$

Значения x_{dH} и x_{qH} определяем, как указано во второй главе, а для $x_{d\text{max}}$ и $x_{q\text{max}}$ в первом приближении можно принять «ненасыщенные» значения.

По значениям x_{dH} , x_{qH} и $x_{d\text{max}}$, $x_{q\text{max}}$ строим, как показано на рис. 3-8, а, две окружности: одну с диаметром $U/x_{qH} - U/x_{dH}$ и другую с диаметром $U/x_{q\text{max}} - U/x_{d\text{max}}$. Расстояние между центрами этих окружностей, разности их диаметров и разность углов $\theta_{\text{max}} - \theta_{\text{ном}}$ делим на n равных частей и путем интерполяции строим при $E = \text{const}$ диаграмму, показанную на рис. 3-8, б.

Аналогичным способом можно учесть насыщение при построении динамической угловой характеристики при резком изменении нагрузки и условии $e'_d = \text{const}$, как показано на рис. 3-9. Построение диаграммы достаточно хорошо иллюстрируется рисунком и не нуждается в подробных пояснениях.

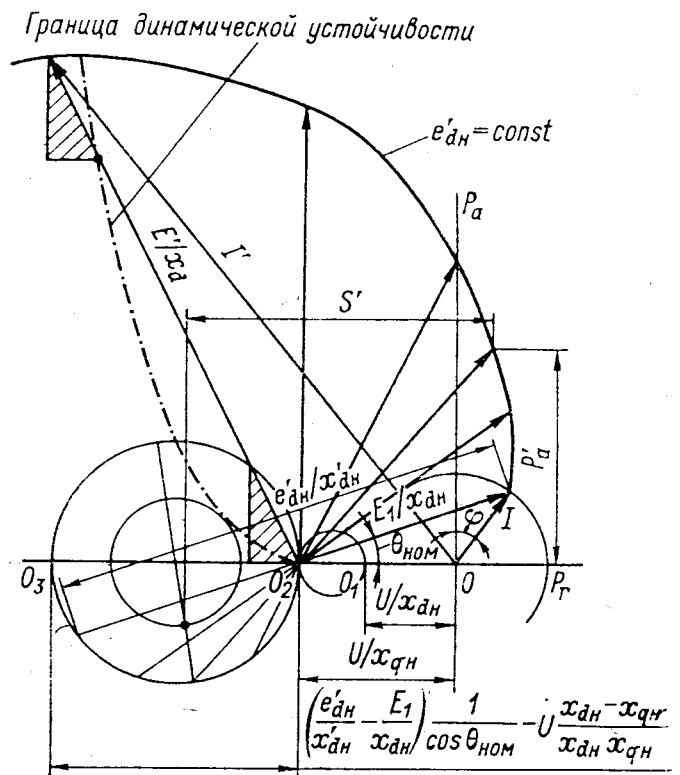


Рис. 3-9. Определение границы динамической устойчивости с учетом насыщения

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

РЕЖИМЫ РАБОТЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

4-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В процессе эксплуатации гидрогенераторов неизбежны отклонения от номинальных условий их работы: по напряжению, частоте, току статора, коэффициенту мощности, температуре охлаждающего агента и др. Кроме того, в условиях эксплуатации имеют место переходные и аварийные режимы работы различной длительности.

Чтобы отклонения от номинальных условий работы и возможные аномальные режимы не приводили к выходу из строя и преждевременному износу гидрогенераторов, необходимо учитывать их уже при проектировании, а в эксплуатации не пре-

вышать допустимых пределов. Необходимо также учитывать и такие процессы, как пуск, синхронизация, останов, режимы и особые условия работы подпятника, систем возбуждения и охлаждения, других вспомогательных систем.

Установившиеся нормы допустимых отклонений от номинальных режимов являются исходными данными для проектирования гидрогенераторов, выбора релейных защит, а также для действий эксплуатационного персонала гидроэлектростанций.

Ниже приводятся и анализируются эти нормы, а также излагаются некоторые методы расчетов по определению областей допустимых режимов работы гидрогенераторов.

4-2. ИЗМЕНЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Обычно гидрогенераторы рассчитывают так, чтобы при изменении напряжения на выводах обмотки статора в пределах $\pm 5\%$ номинального они могли длительно развивать номинальную мощность при номинальных значениях частоты и коэффициента мощности. Это достигается тем, что индукции в различных участках магнитопровода машины и плотности тока в обмотках выбираются с учетом возможного их повышения в указанных пределах.

Со снижением напряжения повышение нагрева от потерь в меди обмотки статора вследствие увеличения в ней тока компенсируется снижением нагрева из-за уменьшения потерь в сердечнике статора. При уменьшении напряжения ниже 95% номинального увеличение тока статора свыше 105% номинального обычно не допускается, даже если при этом температура обмотки статора остается ниже предельно допустимого значения. Это объясняется тем, что в машинах с косвенным воздушным охлаждением перепад температуры в изоляции обмотки статора пропорционален квадрату тока и чрезмерное увеличение градиента этого перепада может привести к необратимым относительным смещениям слоев корпусной изоляции стержней обмотки, нарушению адгезии корпусной изоляции с изоляцией элементарных проводников стержней и в результате к снижению срока службы изоляции.

Гидрогенераторы обычно рассчитываются также из условия их длительной работы при повышении напряжения до 110% номинального включительно. Однако ввиду увеличения потерь в стали, вызываемых ими местными нагревами, а также роста тока и нагрева обмотки возбуждения сохранить при этом номинальную мощность не удастся. Обычно при повышении напряжения свыше 105% номинального кажущаяся мощность гидрогенератора снижается примерно на 2% с каждым процентом повышения напряжения. Работа при напряжении более 110% номинального не допускается. Сказанное выше иллюстрируется данными табл. 4-1.

В некоторых случаях при проектировании гидрогенераторов могут быть иные требования по отклонениям напряжения от номинального значения: большой диапазон изменений напряжения, в том числе и с сохранением номинальной мощности, возможность работы с номинальной или весьма близкой к ней мощностью при достаточно большом снижении напряжения и т. д. Эти требования обуславливаются специфическими условиями энергосистем в различных районах, не имеющих, порой, необходимых резервов мощности и обладающих слабыми связями с другими энергосистемами. В этих случаях требуются внесение коррективов в выбор электромагнитных нагрузок активной зоны гидрогенераторов и расчет сердечников и обмоток статора и ротора на экстремальные длительные значения токов и напряжений.

Таблица 4-1

$U/U_{\text{ном}}$	$I/I_{\text{ном}}$	$S/S_{\text{ном}}$	$U/U_{\text{ном}}$	$I/I_{\text{ном}}$	$S/S_{\text{ном}}$
0,95	1,05	1,00	1,03	0,97	1,00
0,96	1,04	1,00	1,04	0,96	1,00
0,97	1,03	1,00	1,05	0,95	1,00
0,98	1,02	1,00	1,06	0,925	0,98
0,99	1,01	1,00	1,07	0,90	0,96
1,00	1,00	1,00	1,08	0,87	0,94
1,01	0,99	1,00	1,09	0,845	0,92
1,02	0,98	1,00	1,10	0,82	0,90

В тех случаях, когда требуется предусмотреть продолжительную работу гидрогенератора с напряжением выше 110 % номинального, необходимо соответственно увеличить толщину корпусной изоляции обмотки статора против нормативного значения, выбранного из условий длительной работы с напряжением до 110 % и кратковременных эпизодических повышений напряжения до 150 % номинального.

4-3. ИЗМЕНЕНИЕ ЧАСТОТЫ

Гидрогенераторы, как и большинство других типов электрических машин, рассчитываются, как правило, из условия их работы с номинальной мощностью при изменении частоты в пределах $\pm 2,5\%$ номинальной. Однако при уменьшении частоты относительно номинальной повышение напряжения сверх номинального не допускается. Это обусловлено тем, что для поддержания постоянного значения напряжения при снижении частоты приходится увеличивать магнитный поток, а также ток ротора. Если при этом и повысить напряжение, т. е. еще более увеличить рабочий магнитный поток в машине, то нагревы сердечника и обмотки статора и температура обмотки ротора могут превысить допустимые пределы.

В отдельных случаях могут быть также ограничения при работе гидрогенератора с повышенной против номинальной частотой и одновременно с большим напряжением. При повышении частоты несколько увеличиваются добавочные потери в проводниках обмотки статора и на поверхности полюсных наконечников; потери в сердечнике статора изменяются незначительно: они несколько возрастают из-за увеличения частоты, но одновременно снижаются благодаря уменьшению магнитного потока. В результате общий нагрев обмотки статора не выходит из допустимых пределов. Однако при повышении и напряжения из-за роста потерь в стали сердечника статора в напряженных в тепловом отношении гидрогенераторах может возрасти температура обмотки статора выше допустимой. По этой причине для отдельных типов гидрогенераторов не допускается работа при повышенной частоте с одновременно увеличенным напряжением по сравнению с номинальным.

4-4. ИЗМЕНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА МОЩНОСТИ

Работа гидрогенератора при коэффициенте мощности выше номинального допускается с сохранением номинальной полной мощности. Таким образом, при $\cos \varphi = 1$ гидрогенератор может нести активную нагрузку, равную его полной мощности. При этом вращающий момент на валу генератора больше номинального, что всегда учитывается при проектировании.

При понижении $\cos \varphi$ по сравнению с номинальным и перевозбуждении полную мощность сохранить не удастся, так как ток ротора выше номинального. Исключение составляют те случаи, когда обмотка возбуждения и возбудитель имеют достаточные запасы по нагреву.

При работе гидрогенератора с пониженным $\cos \varphi$ и недовозбуждении (емкостная и смешанная активно-емкостная нагрузка) допустимая реактивная мощность ограничивается нагревом крайних пакетов сердечника статора, а также условиями устойчивой работы линии электропередачи.

На практике наиболее удобно определять область допустимых нагрузок гидрогенераторов, включая и работу при недовозбуждении, с помощью графического метода, иллюстрируемого на рис. 4-1.

Исходные данные, необходимые для выполнения всех построений: $\cos \varphi_{\text{ном}}$ — номинальный коэффициент мощности; x_d — синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси; x_q — синхронное индуктивное сопротивление по поперечной оси.

Построение диаграммы нагрузок производится следующим образом.

Проводятся оси абсцисс и ординат, образующие два квадрата — второй и третий. По оси абсцисс откладывается активная мощность в долях номинальной полной мощности, по оси ординат — реактивная мощность также в долях номинальной;

при этом вверх от нуля, во втором квадранте, откладывается мощность при отстающем токе статора ($\varphi > 0$), а вниз, в область отрицательных значений реактивной мощности, — при $\varphi < 0$. Масштабы по обеим осям должны быть одинаковы.

Из начала координат — точки O — проводится дуга окружности XU радиусом, равным номинальной полной мощности, в принятом масштабе (1,0). Эта дуга представляет собой линию номинального тока статора. Из точки O под углом $\varphi_{ном}$ к оси абсцисс проводится луч до пересечения с этой дугой в точке A . Из точки A опускается перпендикуляр на ось абсцисс в точку C . Отрезок AO представляет собой номинальную полную мощность в относительных единицах, отрезок OC — активную номинальную, а отрезок AC — реактивную номинальную мощность в относительных единицах. На рис. 4-1 треугольник мощностей построен во втором квадранте для случая, когда $\varphi_{ном} > 0$, что обычно имеет место.

От начала координат на оси ординат в отрицательном направлении откладываются отрезки $OD = 1/x_d$ и $OE = 1/x_q$. На отрезке $DE = OE - OD = 1/x_q - 1/x_d$ как на диаметре строится полуокружность EZD с центром в точке O' .

Точка E соединяется с точкой A прямой, которая пересекает полуокружность EZD в точке K . Тогда отрезок AK представляет собой ток возбуждения при номинальной нагрузке (отрезок OD — ток возбуждения при холостом ходе и номинальном напряжении), угол AEO равен углу внутреннего сдвига генератора θ между ЭДС и напряжением.

Из точки E произвольно проводится ряд лучей, пересекающих плоскость между осью ординат и линией AE . Эти лучи пересекают полуокружность EZD в точках K', K'', K''' и т. д. От этих точек на соответствующих лучах откладываются отрезки $K'A' = K''A'' = K'''A''' = KA$, а на оси ординат — отрезок $BD = KA$, равные номинальному току возбуждения. Соединив точки B, A, A', A'', A''' и т. д., получаем кривую AB — линию номинального тока возбуждения, определяющую область допустимых режимов работы при $\cos \varphi < \cos \varphi_{ном}$ и $\varphi > 0$.

Отрезок OB представляет собой максимальную длительно-допустимую мощность гидрогенератора в режиме синхронного компенсатора ($\cos \varphi = 0$) при перевозбуждении.

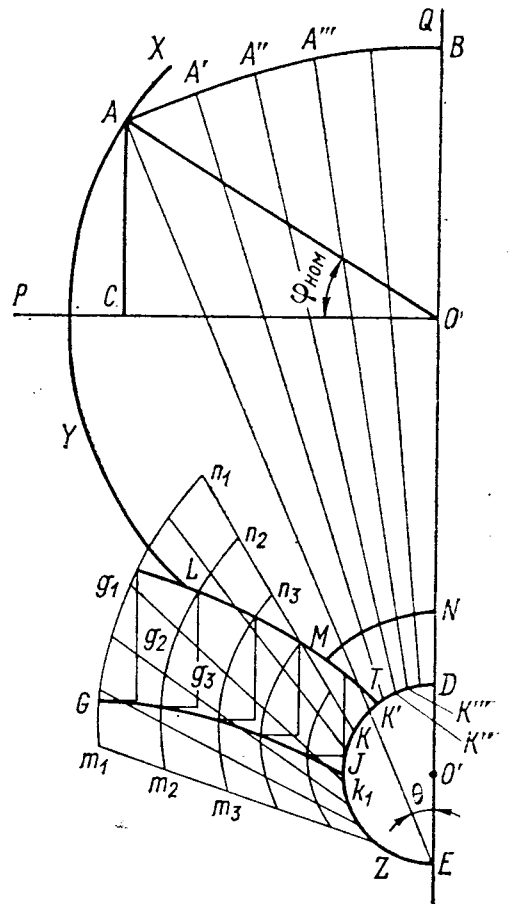


Рис. 4-1. Построение диаграммы мощности явнополюсной синхронной машины

Из точки E проводится произвольно ряд лучей, пересекающих полуокружность EZD на дуге EK . От этих точек пересечения на всех лучах откладываются отрезки одинаковой длины (например, k_1g_1 , k_1g_2 , k_1g_3 и т. д.). Концы равных отрезков соединяются между собой кривыми m_1n_1 , m_2n_2 , m_3n_3 и т. д. Точки этих кривых, наиболее удаленные от оси ординат (точки, соответствующие максимальным активным мощностям при нескольких произвольно выбранных значениях тока возбуждения), соединяются кривой GJ , являющейся линией теоретического предела статической устойчивости.

В связи с возможными отклонениями параметров от расчетных значений на практике обычно рекомендуется принимать запас по статической устойчивости, равный 10 % номинальной мощности. С этой целью на кривых m_1n_1 , m_2n_2 , m_3n_3 и т. д. наносятся точки, абсциссы которых меньше на 0,1 AO абсцисс точек, соответствующих максимуму активной мощности. Эти новые точки соединяются между собой кривой (LT на рис. 4-1) — линией практического предела статической устойчивости.

Во избежание перемagnичивания машины и с учетом возможных отклонений параметров возбуждения от расчетных значений на работу генераторов в режимах недовозбуждения налагается дополнительное ограничение по минимально допустимому значению тока возбуждения. Последнее обычно принимается равным 20 % тока возбуждения при холостом ходе или 15 % номинального значения тока ротора. Тогда на лучах KA , $K'A'$, $K''A''$, $K'''A'''$ и т. д. соответственно от точек K , K' , K'' , K''' откладываются отрезки, равные 0,2 OD или 0,15 AK (в зависимости от того, какое из двух указанных выше ограничений принято); концы этих отрезков соединяются кривой MN — линией минимального тока возбуждения.

В результате всех проведенных выше построений получена фигура $BAULMNB$, площадь которой представляет собой область допустимых режимов работы машины при изменениях коэффициента мощности по условиям:

- сохранения тока ротора не более номинального (линия BA);
- сохранения тока статора не более номинального (линия AUL);
- обеспечения статической устойчивости (линия LM);
- сохранения тока ротора не менее минимально допустимого (линия MN).

Построенная диаграмма не учитывает только возможных ограничений при работе с недовозбуждением, обусловленных нагревом в торцевых зонах сердечника статора. Такие ограничения могут быть в гидрогенераторах, характеризующихся достаточно высоким уровнем электромагнитного использования.

Ввиду чрезвычайной сложности задачи определения значений местных нагревов в торцевых частях статоров и отсутствия удовлетворительных аналитических методов расчетов, учитывающих реальную геометрию торцевых зон, распределение и

суммирование полей рассеяния статора и ротора, их экранирование и гармонический состав, влияние насыщения зубцов статора, распределение вихревых токов и другие факторы, на практике обычно определяют зоны допустимой работы по результатам натуральных тепловых испытаний с установкой термомпар в наиболее вероятных местах максимальных нагревов или путем пересчета результатов испытаний генератора, принятого за прототип.

Для определения допустимой опережающей реактивной мощности гидрогенераторов традиционной конструкции с обычным соотношением длин сердечников статора и ротора, с немагнитными нажимными пальцами и с магнитными щеками полюсов может быть предложена эмпирическая формула

$$Q = (0,75 - 0,04e^{2,9P}) \frac{700}{A}. \quad (4-1)$$

Здесь Q — реактивная опережающая мощность в долях номинальной полной мощности; P — активная мощность в долях номинальной полной мощности; e — основание натуральных логарифмов; A — линейная нагрузка статора, А/см.

Рассчитанная по (4-1) зависимость $Q=f(P)$ должна быть нанесена на диаграмму нагрузок в третьем квадранте (рис. 4-1). По результатам сопоставления этой зависимости и построенной ранее кривой $NMLY$ окончательно определяется область допустимых режимов работы при недовозбуждении с учетом всех факторов.

Выше был изложен в основном графический метод построения диаграммы допустимых нагрузок. При известных параметрах режима ($U, I, \cos \varphi$) может быть проведена и аналитическая проверка его допустимости. Для этого необходимо выполнить расчет магнитной цепи и убедиться в том, что ток возбуждения не превышает номинального и не меньше минимально допустимого, а также в устойчивости работы генератора в данном режиме, обеспечиваемой при условии: угол внутреннего сдвига θ должен быть меньше критического угла $\theta_{кр}$:

$$\theta = \arctg \frac{x_q I \cos \varphi}{Uk \pm x_q I \sin \varphi}, \quad (4-2)$$

где I — ток статора в долях номинального; U — напряжение статора в долях номинального.

Коэффициент насыщения k рассчитывается как отношение двух условных МДС возбуждения F'_δ и F_δ . МДС F'_δ определяется по спрямленной характеристике намагничивания, проходящей через точку внутренней ЭДС E_i на характеристике холостого хода, при напряжении U (рис. 4-2). МДС F_δ определяется по прямолинейной характеристике холостого хода также при напряжении U .

Для гидрогенераторов с применением холоднокатаной электротехнической стали для сердечников статоров и при напряже-

ниях не более номинального, как показывает опыт, коэффициент насыщения может быть принят равным единице ($k=1$).

В формуле (4-2) знак плюс относится к режимам перевозбуждения, знак минус — к режимам недовозбуждения.

Внутренняя ЭДС генератора для данного режима рассчитывается через индуктивное сопротивление Потье x_p :

$$E_i = \sqrt{\left(U + x_p \frac{I}{U} \sin \varphi\right)^2 + \left(x_p \frac{I}{U} \cos \varphi\right)^2}. \quad (4-3)$$

Критический угол генератора, при превышении которого машина выпадает из синхронизма, соответствует максимальному синхронизирующему моменту и может быть определен по выражению

$$\theta_{кр} = \arccos \times \frac{-ix_q + \sqrt{i^2 x_q^2 + 8U^2 (x_d - x_q)^2}}{4U (x_d - x_q)}, \quad (4-4)$$

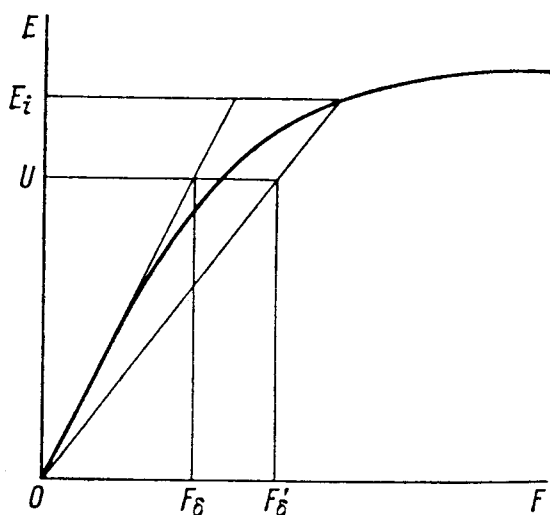


Рис. 4-2. К расчету угла внутреннего сдвига машины

где i — кратность тока возбуждения в рассматриваемом режиме по отношению к току возбуждения, соответствующему напряжению холостого хода по прямолинейной характеристике.

При работе с перевозбуждением, когда вопрос о статической устойчивости практически не стоит, главным является сохранение реактивной мощности в пределах, обеспечивающих работу при токах ротора в пределах номинального. В режиме синхронного компенсатора максимальная мощность может быть определена при номинальном напряжении (отрезок OB на рис. 4-1) через отношение короткого замыкания ОКЗ (отношение тока возбуждения при холостом ходе с номинальным напряжением к току возбуждения при коротком замыкании на выводах генератора с номинальным током статора):

$$Q_k = V \sqrt{(\text{ОКЗ} + \sin \varphi_{\text{ном}})^2 + \cos^2 \varphi_{\text{ном}}} - \text{ОКЗ}. \quad (4-5)$$

4-5. ИЗМЕНЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОДЫ И ВОЗДУХА

При номинальной мощности гидрогенератора температура входящего охлаждающего воздуха предусматривается в отечественной практике не выше 35°C при замкнутом цикле вентиляции и не выше 40°C при разомкнутом цикле вентиляции. Воздухоохладители обеспечивают охлаждение поступающего в генератор воздуха во всех длительных эксплуатационных ре-

жимах, включая номинальный, до $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ при температуре поступающей технической воды не выше $28\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В отдельных случаях, при установке в районах с жарким тропическим климатом, гидрогенераторы рассчитываются для условий работы при более высокой температуре входящего воздуха (например, 40 или $45\text{ }^{\circ}\text{C}$), которая превышает температуру поступающей в воздухоохладители воды обычно на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и минимум на $7\text{ }^{\circ}\text{C}$. Наоборот, при установке в районах холодного климата разница в температуре воды и воздуха принимается, с целью экономии расхода технической воды на гидроэлектростанции, большей и достигает $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и более.

В зимнее время года снижение температуры охлаждающей воды позволяет уменьшить температуру воздуха, что, в свою очередь, дает возможность повысить в известных пределах мощность гидрогенератора, сохраняя температуру его обмоток неизменной. Однако увеличение мощности ограничивается и в этом случае перепадом температуры в изоляции обмотки статора.

Расчетами и опытом эксплуатации установлены следующие нормы повышения мощности при снижении температуры охлаждающего воздуха: при снижении температуры воздуха с 35 до $30\text{ }^{\circ}\text{C}$ допустимо увеличение мощности на $0,75\%$ на каждый градус понижения температуры, при понижении температуры воздуха с 30 до $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ мощность может быть увеличена на $0,25\%$ на каждый градус понижения температуры воздуха. При дальнейшем понижении температуры охлаждающего воздуха (ниже $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$) еще большее повышение нагрузки не допускается. Таким образом, при снижении температуры охлаждающего воздуха против ее номинального значения на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ и более общее повышение мощности гидрогенераторов достигает 5% .

Работа гидрогенератора при температуре входящего воздуха ниже $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ не рекомендуется, а ниже $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ не допускается, так как это грозит опасностью нарушения изоляции обмотки статора.

В зимнее время года не следует также переохлаждать воздухоохладители во избежание конденсации на них влаги («отпотевания»). По этой причине обычно осуществляется сезонное регулирование расхода охлаждающей воды через воздухоохладители и уменьшается расход воды в зимний период.

4-6. НЕСИММЕТРИЧНАЯ НАГРУЗКА

В практике эксплуатации гидрогенераторов возможны более или менее продолжительные режимы работы, когда фазные токи образуют несимметричную систему, т. е. имеют неодинаковую амплитуду и различный фазовый сдвиг относительно напряжения. В общем случае фазные напряжения также могут представлять собой несимметричную систему. Если иметь в виду внешнюю несимметрию, то она может возникнуть, например, при несимметричной нагрузке или при обрыве одной из фаз линии

электропередачи, отключении фазы трансформатора, выключателя и др. Кроме того, может быть и временная внутренняя несимметрия в обмотке статора гидрогенератора, связанная с выключением из схемы обмотки в связи с повреждением ее секции.

Несимметричная трехфазная система токов статора создает в воздушном зазоре магнитное поле, которое может быть представлено в виде суммы двух составляющих, вращающихся в противоположных направлениях с синхронной скоростью. Одна из этих составляющих, вращающаяся в ту же сторону, что и ротор, и неподвижная относительно него, обусловлена токами прямой последовательности. Эта составляющая поля и вызвавшие ее токи не отличаются от поля и токов симметричного нагрузочного режима. Вторая составляющая поля, вращающаяся с синхронной скоростью в сторону, противоположную ротору, перемещается относительно него с двойной синхронной скоростью и с синхронной — относительно статора. Эта составляющая поля вызвана токами обратной последовательности. Именно ею определяются все явления, отличающие несимметричные режимы от симметричных.

Анализ этих режимов производится с помощью метода симметричных составляющих, в соответствии с которым несимметричная трехфазная система фазных токов I_a, I_b, I_c представляется в виде совокупности трех симметричных систем, отличающихся последовательностью прохождения фазных токов через максимумы (системы токов прямой, обратной и нулевой последовательности):

$$\left. \begin{aligned} I_a &= I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}; \\ I_b &= I_{b0} + I_{b1} + I_{b2}; \\ I_c &= I_{c0} + I_{c1} + I_{c2}, \end{aligned} \right\} \quad (4-6)$$

где индексами 0, 1 и 2 обозначены соответственно токи нулевой, прямой и обратной последовательности.

Симметричные фазные токи, образующие систему прямой последовательности, достигают максимумов последовательно в фазах a, b, c ; порядок чередования максимумов токов обратной последовательности — a, c, b ; наконец, токи нулевой последовательности совпадают по фазе в каждый данный момент.

Обозначая для краткости $I_{a0} = I_0, I_{a1} = I_1, I_{a2} = I_2$, найдем

$$I_a = I_0 + I_1 + I_2; \quad (4-7)$$

$$I_b = I_0 + a^2 I_1 + a I_2; \quad (4-8)$$

$$I_c = I_0 + a I_1 + a^2 I_2, \quad (4-9)$$

где $a = e^{j \frac{2\pi}{3}}$.

Из (4-7) — (4-9) токи различной последовательности могут быть выражены через несимметричные фазные токи в виде:

$$I_0 = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c); \quad (4-10)$$

$$I_1 = \frac{1}{3} (I_a + aI_b + a^2I_c); \quad (4-11)$$

$$I_2 = \frac{1}{3} (I_a + a^2I_b + aI_c). \quad (4-12)$$

Таким образом, зная токи в фазах и пользуясь выражением (4-12), можно путем соответствующего геометрического построения определить значение тока обратной последовательности в любом режиме. В частном случае несимметричной нагрузки, когда в фазах b и c токи равны по значению и не равны току в третьей фазе a , можно показать, что ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{I_a}{2} - \frac{I_b}{\sqrt{3}} \sqrt{1 - \left(\frac{I_a}{2I_b}\right)^2} \quad (4-13)$$

и ток прямой последовательности

$$I_1 = \frac{I_a}{2} + \frac{I_b}{\sqrt{3}} \sqrt{1 - \left(\frac{I_a}{2I_b}\right)^2}. \quad (4-14)$$

На электростанциях встречаются различные схемы работы гидрогенераторов на сеть. При работе генератора непосредственно на сеть без повышающего трансформатора и отключении одной из фаз $I_2 = -I_1$, $I_0 = 0$. Поскольку ток в одной из фаз равен нулю, нетрудно показать, что в рассматриваемом случае

$$I_2 = I_b / \sqrt{3}, \quad (4-15)$$

где I_b — ток в фазе статора.

При работе гидрогенератора в блоке с трансформатором, имеющим схему соединения обмоток «звезда с изолированной нейтралью — треугольник», и отключении одной из фаз на стороне звезды также $I_2 = -I_1$, $I_0 = 0$. При этом ток обратной последовательности

$$I_2 = I_a / 2, \quad (4-16)$$

где I_a — наибольший из фазных токов генератора.

Наиболее распространен случай, когда генератор работает в блоке с трансформатором, схема обмоток которого «звезда с заземленной нейтралью — треугольник». При этом, когда токи во всех трех фазах генератора различны, можно с достаточным приближением определить токи обратной и прямой последовательности по следующим выражениям:

$$I_2 \approx I_a - I_1; \quad I_1 \approx (I_b + I_c) / 2, \quad (4-17; 4-18)$$

где I_a — наибольший из фазных токов генератора.

Если в рассматриваемой схеме $I_b \approx I_c$ и $I_a/I_b \leq 1,7 \div 1,8$, что обычно имеет место, ток обратной последовательности может быть рассчитан по следующей эмпирической формуле:

$$I_2 = 0,45 (I_a/I_b - 1) I_a. \quad (4-19)$$

В отечественной практике обычно принимается, что гидрогенераторы должны допускать длительную несимметричную нагрузку, если ток ни в одной из фаз не превосходит номинального значения, а разность токов в фазах не превышает при системе косвенного воздушного охлаждения обмотки статора 20 % для генераторов мощностью не более 125 МВ·А, 15 % для генераторов мощностью свыше 125 МВ·А и при непосредственном водяном охлаждении обмотки статора — 10 % номинального тока статора.

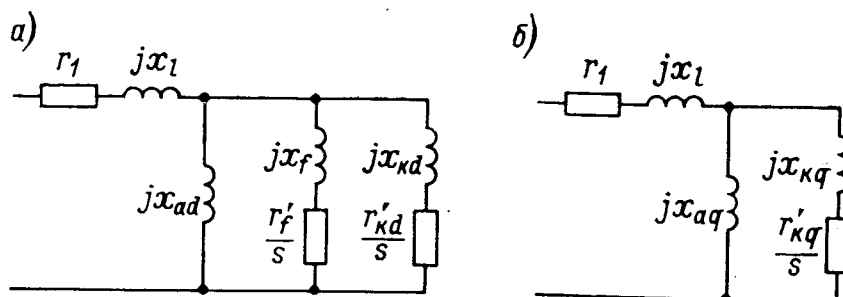


Рис. 4-3. Схемы замещения явнополюсной синхронной машины для токов обратной последовательности: а — по оси d ; б — по оси q

В табл. 4-2 приведены рассчитанные по формуле (4-13) значения токов обратной последовательности в долях номинального для случаев, когда токи в двух фазах равны и отличаются от тока в третьей фазе.

Если ток в одной из фаз равен нулю, то по выражению (4-15) ток обратной последовательности составляет 0,58 разности токов в фазах.

Таблица 4-2

Ток в фазах $I_b = I_c$	Ток обратной последовательности при I_a , равном			
	1,0	0,9	0,85	0,8
1,0	0	0,066	0,097	0,130
0,9	0,067	0	0,034	0,066
0,85	0,102	0,033	0	0,033
0,8	0,139	0,068	0,033	0

Практически при любой несимметричной нагрузке ток обратной последовательности не превышает 0,7 разности токов в фазах. Исключение представляет случай работы гидрогенератора через повышающий трансформатор, схема обмоток которого «звезда — треугольник», причем две фазы звезды (на стороне

высокого напряжения) замкнуты накоротко. При этой искусственной схеме, не имеющей практического значения, ток обратной последовательности равен разности токов в фазах.

Эквивалентные активные и индуктивные сопротивления явнополюсной синхронной электрической машины по продольной и поперечной осям для токов обратной последовательности могут быть рассчитаны по представленным на рис. 4-3 схемам замещения:

$$z_{2d} = r_{2d} + jx_{2d} = r_1 + jx_l + \frac{jx_{ad} \left(\frac{r'_f}{s} + jx_f \right) \left(\frac{r'_{kd}}{s} + jx_{kd} \right)}{jx_{ad} \left(\frac{r'_f}{s} + jx_f \right) + jx_{ad} \left(\frac{r'_{kd}}{s} + jx_{kd} \right) + \left(\frac{r'_f}{s} + jx_f \right) \left(\frac{r'_{kd}}{s} + jx_{kd} \right)}; \quad (4-20)$$

$$z_{2q} = r_{2q} + jx_{2q} = r_1 + jx_l + \frac{jx_{aq} \left(\frac{r'_{kq}}{s} + jx_{kq} \right)}{jx_{aq} + \frac{r'_{kq}}{s} + jx_{kq}}, \quad (4-21)$$

где r_1 — активное сопротивление токам прямой последовательности, определяемое через активное сопротивление обмотки статора r_a , потери короткого замыкания $P_{к.з}$ и потери в меди обмотки статора P_{M1} :

$$r_1 = r_a P_{к.з} / P_{M1}; \quad (4-22)$$

x_l — индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора; x_{ad} — индуктивное сопротивление продольной реакции якоря; x_{kq} — то же, поперечной реакции якоря; x_f — индуктивное сопротивление рассеяния обмотки возбуждения; x_{kd} — индуктивное сопротивление рассеяния демпферной обмотки по продольной оси; x_{kq} — то же, по поперечной оси; $r'_f = k_{f2f} r_f$ — активное сопротивление обмотки возбуждения с учетом вытеснения тока при частоте $2f_{ном}$, приведенное к обмотке статора; $r'_{kd} = k_{f2d} r_{kd}$ — активное сопротивление демпферной обмотки по продольной оси с учетом вытеснения тока при частоте $2f_{ном}$, приведенное к обмотке статора; $r'_{kq} = k_{f2d} r_{kq}$ — то же, по поперечной оси; s — скольжение.

Для поля токов обратной последовательности, вращающегося с синхронной скоростью в сторону, противоположную ротору, $s=2$. Подставив это значение скольжения в выражения (4-20) и (4-21) и выделив в них действительные и мнимые части, найдем активное и индуктивное эквивалентное сопротивления токам обратной последовательности:

$$r_2 = \frac{r_{2d} + r_{2q}}{2}; \quad x_2 = \frac{x_{2d} + x_{2q}}{2}. \quad (4-23; 4-24)$$

Методы расчета коэффициентов вытеснения тока в роторных контурах k_{f2f} и k_{f2d} , потерь и нагрева обмоток при несимметричной нагрузке изложены ниже, в главе шестой.

На практике при предварительных расчетах для определения r_2 пользуются приближенной формулой

$$r_2 = r_1 + \frac{r_{kd} + r_{kq}}{4}. \quad (4-25)$$

Токи, наведенные в замкнутых обмотках ротора магнитным полем токов обратной последовательности, обуславливают появление знакопеременного электромагнитного момента. Этот момент представляет собой сумму знакопеременных моментов, пульсирующих с частотами $2f_{\text{ном}}$, $4f_{\text{ном}}$, $6f_{\text{ном}}$ и т. д. Однако при несимметрии, представляющей практический интерес, уже амплитуда момента, пульсирующего с частотой $4f_{\text{ном}}$, составляет всего около 10 % амплитуды момента, пульсирующего с частотой $2f_{\text{ном}}$. Поэтому в пульсирующей части суммарного момента при несимметричной нагрузке достаточно учитывать лишь составляющую частоты $2f_{\text{ном}}$:

$$M_{2f} = E_d I_2 \frac{x_q}{x_d} \cos 2\omega t + U_1 I_2 \frac{x_d - x_q}{x_d} \cos \theta \cos 2\omega t + \\ + U_1 I_2 \frac{x_q - x_d''}{x_q} \sin \theta \sin 2\omega t, \quad (4-26)$$

где U_1 — напряжение прямой последовательности на выводах генератора в долях номинального напряжения; E_d — кратность тока возбуждения по отношению к току возбуждения при холостом ходе и номинальном напряжении по спрямленной характеристике холостого хода (i_{δ}); θ — угол внутреннего сдвига между векторами E_d и U_1 . ЭДС E_d и угол θ определяются из векторной диаграммы, построенной для тока прямой последовательности, либо путем расчета параметров режима.

С учетом рассчитанного по выражению (4-26) знакопеременного момента должны быть проверены нагрузки в первую очередь двух элементов конструкции статора — сварных швов, крепящих ласточкины клинья сердечника статора к полкам корпуса, и лобовых частей обмотки статора, особенно в зоне выхода их из пазов.

Как показывает опыт эксплуатации, длительные режимы работы даже с весьма ограниченной несимметрией токов опасны тем, что могут возникнуть усталостные разрушения недостаточно жестко закрепленных элементов конструкции полюсов ротора, особенно межполюсных соединений. Поэтому весьма важными являются своевременное определение частот собственных колебаний их, отстройка от возможных резонансов, плотная установка катушек на сердечниках полюсов и жесткое закрепление всех межполюсных соединений.

4-7. РЕЖИМ ЗАРЯДКИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Под зарядкой линии понимается работа генератора на ненагруженную линию электропередачи, что может потребоваться, например, при необходимости проведения высоковольтных испытаний оборудования промежуточных подстанций и распределительных устройств на приемном конце линии или в случае внезапного отключения всех фидеров нагрузки при работе станции на автономную линию.

Длительность зарядки линии обычно не превышает трех, реже — пяти минут.

При достаточно большой протяженности линии электропередачи, когда ее емкостный эффект получается значительным, генератор оказывается включенным на емкость, если она не компенсирована специальными устройствами, например реактором. Таким образом, несмотря на режим холостого хода линии электропередачи, генератор в рассматриваемой схеме нагружается емкостным током. При определенных условиях этот режим может оказаться опасным как для генератора, так и для линии передачи ввиду значительных напряжений в цепи статора.

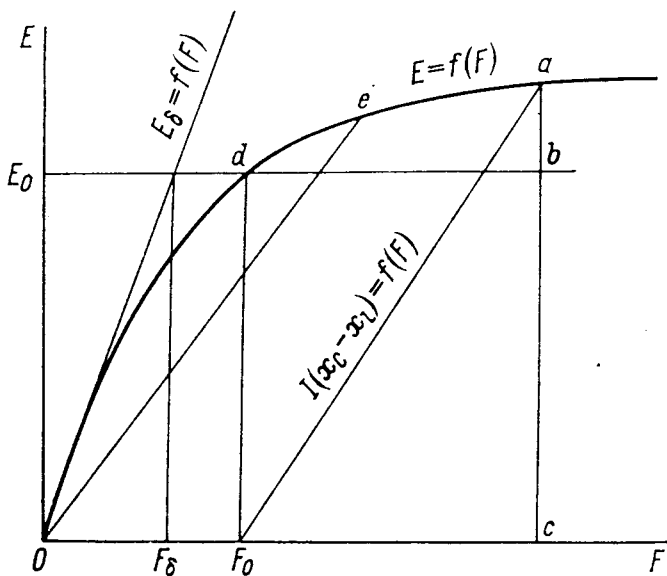


Рис. 4-4. К расчету режима зарядки линии электропередачи

При работе генератора на емкость его ток нагрузки (в пренебрежении активным сопротивлением статора и линии) является реактивным и опережающим напряжением ($\varphi = -90$), в машине имеет место продольная намагничивающая реакция якоря ($I_q = 0$, $I_d = I$). Следовательно, зависимость ЭДС, обусловленной результирующим магнитным полем в воздушном зазоре машины, от суммы МДС ротора и статора может быть принята идентичной характеристике холостого хода.

Определим ток I и напряжение U на выводах генератора, если заданы МДС возбуждения $F_e = F_0$, емкостное сопротивление внешней цепи $x_c = 1/(\omega C)$ и известно индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора генератора x_l .

В соответствии с векторной диаграммой генератора, работающего на емкость,

$$\dot{U} = \dot{E} + \dot{E}_l = \dot{E} - jI x_l. \quad (4-27)$$

Поскольку $\dot{U} = -jI x_c$, то

$$E = I (x_c - x_l). \quad (4-28)$$

Графически решение задачи состоит в том, что строятся (рис. 4-4) характеристика холостого хода, предназначенная собой одновременно зависимостью $E=f(F)$, и по формуле (4-28) — наклонная прямая, проходящая через точку на оси абсцисс, соответствующую МДС возбуждения F_0 , и точку с ординатой E_0 и абсциссой F_0+F_c , где F_c — МДС статора от зарядного тока I_c , рассчитанного как

$$I_c = E_0 / (x_c - x_l).$$

Точка пересечения $E=f(F)$ и $I(x_c - x_l) = f(F)$ — точка a на рис. 4-4 — определяет значения $E=ac$ и $I=bd$ (в масштабе МДС ротора).

Затем по найденному значению E может быть вычислено напряжение на выводах генератора:

$$U = E \frac{x_c}{x_c - x_l}. \quad (4-29)$$

Из рис. 4-4 видно, что при возрастании емкостного тока растет и напряжение. При небольшом насыщении генератора оно может быть значительным, но магнитное насыщение исключает возможность резонанса.

В ненасыщенном генераторе намагничивающий ток был бы пропорционален ЭДС и с ростом емкостного тока напряжение резко возрастало бы. При достижении $F_c = F_\delta$, когда характеристики намагничивания и емкостной нагрузки становятся параллельными, напряжение генератора обращается в бесконечность, т. е. наступает явление резонанса.

Напряжение холостого хода выражается через намагничивающий ток I_δ и взаимную индукцию x_{ad} между статором и ротором:

$$E_0 = x_{ad} I_\delta. \quad (4-30)$$

Так как по условию $I_c = I_\delta$, то решая совместно (4-28) и (4-30), найдем условие возникновения резонанса

$$x_c = x_d$$

или

$$\omega = 1 / \sqrt{CL_d}, \quad (4-31)$$

где L_d — полная индуктивность обмотки статора по продольной оси.

Если при заданной емкостной нагрузке уменьшить МДС возбуждения, то емкостная характеристика сместится на рис. 4-4 влево и напряжение на выводах генератора уменьшится. При полном исчезновении тока возбуждения напряжение на генераторе упадет до нуля лишь при условии, если МДС статора F_c станет меньше МДС возбуждения холостого хода F_δ ненасыщенной машины. В противном случае зарядный (емкостный)

ток достаточен для того, чтобы полностью намагнитить машину, не допуская тем самым исчезновения магнитного поля.

Система становится самовозбуждающейся, и в ней создается напряжение, значение которого, как видно из рис. 4-4, определяется пересечением характеристик генератора и емкостной (точка e), причем обе они теперь проходят через начало координат.

Такое самовозбуждение может возникнуть, если емкостная характеристика лежит ниже прямолинейной части характеристики холостого хода. Для этого требуется, чтобы емкость была больше той, которая получается из условия (4-31). Таким образом, условие резонанса в ненасыщенной системе становится в реальных условиях критерием самовозбуждения.

На практике во избежание перенапряжений на генераторе и линии электропередачи приходится ограничивать значение тока статора, обеспечивая при этом для исключения процесса самовозбуждения минимальное значение тока ротора. Ток ротора обычно, с учетом возможных отклонений параметров генераторов от расчетных значений, принимается равным 15 % номинального тока возбуждения, а в отечественной практике — равным 20 % тока возбуждения при холостом ходе (по спрямленной части характеристики) и номинальном напряжении.

В большинстве случаев оба эти ограничения практически совпадают.

Исходя из последнего условия $F = 0,2 F_{\delta}$, найдем максимальную зарядную мощность, которую способен развить генератор при заданном напряжении U_C на выводах статора.

Поскольку при работе на емкость ток статора создает МДС F_k , совпадающую по направлению с МДС ротора, уравнение МДС может быть записано в виде

$$F_{\delta} \frac{U_C}{U_{\text{ном}}} - F_k \frac{I_C}{I_{\text{ном}}} = 0,2 F_{\delta}, \quad (4-32)$$

откуда максимальный ток статора в режиме зарядки линии электропередачи

$$I_C = \frac{1}{x_d} \left(\frac{U_C}{U_{\text{ном}}} - 0,2 \right) I_{\text{ном}} \quad (4-33)$$

и максимальная зарядная мощность генератора

$$Q_C = \frac{1}{x_d} \frac{U_C}{U_{\text{ном}}} \left(\frac{U_C}{U_{\text{ном}}} - 0,2 \right) S_{\text{ном}}. \quad (4-34)$$

Если зарядка линии происходит при номинальном напряжении ($U_C = U_{\text{ном}}$), то

$$Q_C = \frac{0,8}{x_d} S_{\text{ном}}. \quad (4-35)$$

Однако крупные гидрогенераторы могут развивать рассчитываемые по формулам (4-33) — (4-35) токи и мощности (но не более номинальных значений), как правило, лишь весьма ограниченное время. Это обусловлено повышенным нагревом крайних пакетов сердечника статора, создающим опасность повреждения лакового покрытия сегментов сердечника и изоляции обмотки статора. Повышенный нагрев крайних пакетов, а также нажимных гребенок объясняется возрастанием аксиальной составляющей магнитного поля, создаваемого током в обмотке статора, при ослаблении магнитного потока полюсов.

Выражение (4-34) позволяет определить зарядную мощность, которую способен развить гидрогенератор.

Значение же зарядной мощности, которое требуется для поддержания напряжения на ненагруженной линии электропередачи, может быть рассчитано в киловольт-амперах по формуле

$$Q_c = mU_{\phi}^2 y_c l \cdot 10^3, \quad (4-36)$$

где m — число фаз (обычно $m=3$); U_{ϕ} — фазное напряжение линии, кВ; y_c — удельная емкостная проводимость линии на 1 км, в среднем равная $y_c = 2,75 \cdot 10^{-6}$ Ом/км; l — длина линии электропередачи, км.

В тех случаях, когда значение требуемой зарядной мощности оказывается больше допустимого для проектируемого генератора, необходимо либо снизить его синхронное индуктивное сопротивление x_d , либо снизить требуемую мощность зарядки путем частичной компенсации емкости или отключения части длины линии, либо, наконец, перейти на зарядку линии электропередачи сразу двумя параллельно работающими генераторами. Последнее, правда, связано с трудностью поровну распределить нагрузку между машинами ввиду несовпадения их характеристик намагничивания.

Для устойчивой работы генератора с заданным напряжением в режиме зарядки линии электропередачи требуется обеспечить возможность плавного регулирования возбуждения при весьма малых токах ротора. Это условие достаточно легко может быть выполнено при использовании независимых систем возбуждения. При использовании электромашинного возбудителя, нормально работающего по схеме самовозбуждения, необходимо на период зарядки линии перейти на схему независимого возбуждения с питанием одной из обмоток магнитной системы возбудителя (шунтовой, коррекции или специально предусмотренной независимой) от постороннего источника постоянного тока. При системе самовозбуждения со статическими вентильными преобразователями с питанием их от шин переменного тока гидроэлектростанции требуется переход на питание обмотки ротора генератора от источника постоянного тока. В обоих случаях необходимы соответствующие регуляторы для возможности плавного и устойчивого изменения тока возбуждения в необходимых пределах.

4-8. ДОПУСТИМЫЕ ПЕРЕГРУЗКИ ПО ТОКУ

При внезапном повышении тока в обмотке ее температура изменяется не сразу. Для установления нового теплового режима, соответствующего изменившемуся току, необходимо время, определяемое постоянной нагрева обмотки.

Методы расчетов нестационарных тепловых процессов при перегрузках по току обмоток с различными системами охлаждения изложены в § 6-8.

При кратковременных перегрузках по току условия нагрева обмоток близки к адиабатным, так как количество потерь, успевающее за короткий промежуток времени рассеяться во внешнюю среду, незначительно.

Подогрев меди обмотки за время перегрузки

$$\Delta\Theta = \frac{J_3^2 (k^2 - 1)}{T} t, \quad (4-37)$$

где J_3 — эквивалентная плотность тока в обмотке с учетом коэффициента вытеснения, А/мм²; k — кратность перегрузки по току; t — длительность перегрузки, с.

Постоянная времени для меди $T=175$. Если учесть отклонения условий нагрева от адиабатных, отвод теплоты изоляцией и сталью, увеличение теплоотдачи с ростом температуры, то постоянную времени можно увеличить до значения $T=200$.

Обычно принимаются следующие допустимые перегрузки обмоток: по току статора — полуторакратная в течение 2 мин при воздушном и 1 мин при водяном охлаждении; по току ротора — двукратная в течение всего времени форсирования возбуждения (50 с при воздушном охлаждении и 20—30 с при форсированных системах охлаждения).

Значения дополнительных подогревов обмоток в процессе перегрузок регламентированных кратностей и длительностей принимаются в качестве критериев при определении допустимых длительностей перегрузок иных кратностей.

Таблица 4-3

Кратность перегрузок	Допустимая длительность перегрузок				
	обмотки статора		обмотки возбуждения		
	при воздушном охлаждении	при водяном охлаждении	при воздушном охлаждении	при водяном охлаждении	
2,0	50 с	20 с	50 с	20 с	30 с
1,5	2 мин	1 мин	2 мин	50 с	1,25 мин
1,4	3 мин	1,25 мин	3 мин	1 мин	1,5 мин
1,3	4 мин	2,5 мин	4 мин	1,5 мин	2,25 мин
1,25	5 мин	4 мин	5 мин	2 мин	3 мин
1,2	6 мин	6 мин	6,5 мин	2,75 мин	4 мин
1,15	10 мин	15 мин	10,5 мин	4 мин	6 мин
1,1	30 мин		Длительно		

На основе обобщения результатов расчетов по выполненным гидрогенераторам в табл. 4-3 приведены средние, характерные для большинства исполнений машин значения допустимых длительностей перегрузок обмоток. При необходимости гидрогенераторы могут выполняться и с большими перегрузочными способностями обмоток по току, что связано обычно с дополнительным расходом материалов и удорожанием машин.

4-9. ВНЕЗАПНЫЕ КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ

Несмотря на свою относительно малую продолжительность, внезапные короткие замыкания на линиях электропередачи или даже на шинах станций являются весьма тяжелыми процессами как для самой машины, так и для связанных с ней аппаратов, оборудования распределительных устройств электрических станций и подстанций, линий электропередачи и сетей. Возникающие при внезапных коротких замыканиях всплески токов создают значительные механические силы, особенно опасные для лобовых частей обмотки статора. Кроме того, создаются во много раз превосходящие номинальный электромагнитные моменты, действующие на ротор и статор, что также необходимо иметь в виду при конструировании машины.

Обычно рассматривается в известной мере идеализированное короткое замыкание при некоторых упрощающих предположениях, которые, однако, позволяют выяснить характер переходного процесса и получить удовлетворительные для практических целей выражения для токов короткого замыкания. Основные допущения при указанном анализе сводятся к следующему:

возбуждение синхронного генератора в процессе короткого замыкания не регулируется;

частота вращения генератора не изменяется и остается равной синхронной ($s=0$);

сопротивление дуги в месте короткого замыкания равно нулю.

Токи короткого замыкания в статоре. Мгновенные токи в статоре по осям d и q для различных видов короткого замыкания при напряжении холостого хода известны из общей теории переходных процессов синхронных машин.

При трехфазном коротком замыкании, если ему предшествовал режим холостого хода с напряжением, равным номинальному ($E=1$):

для явнополюсных машин с демпферной обмоткой

$$i_{d3} = \frac{1}{x_d} + \left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_d}} + \left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x'_d} \right) e^{-\frac{t}{T''_d}} -$$

$$-\frac{1}{x''_d} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos t = \frac{1}{x_d} + \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} e^{-\frac{t}{T'_d}} +$$

$$+ \frac{x'_d - x''_d}{x'_d x''_d} e^{-\frac{t}{T''_d}} - \frac{1}{x''_d} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos t; \quad (4-38)$$

$$i_{q3} = \frac{1}{x''_q} e^{-\frac{t}{T_a}} \sin t; \quad (4-39)$$

для явнополюсных машин без демпферной обмотки

$$i_{d3} = \frac{1}{x_d} + \left(\frac{1}{x'_d} - \frac{1}{x_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_d}} - \frac{1}{x'_d} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos t =$$

$$= \frac{1}{x_d} + \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} e^{-\frac{t}{T'_d}} - \frac{1}{x'_d} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos t; \quad (4-40)$$

$$i_{q3} = \frac{1}{x''_q} e^{-\frac{t}{T_a}} \sin t. \quad (4-41)$$

При двухфазном коротком замыкании из режима холостого хода с номинальным напряжением и при наибольшей несимметричной составляющей тока короткого замыкания:

для явнополюсных машин с демпферной обмоткой

$$i_{d2} = \frac{1}{x_d + x_2} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2)(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T'_{d2}}} + \frac{x'_d - x''_d}{(x'_d + x_2)(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T''_{d2}}} -$$

$$- \frac{3x_2 + x''_d}{2x_2(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos t + \left[\frac{1}{x_d + x_2} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2)(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T'_{d2}}} + \right.$$

$$\left. + \frac{x'_d - x''_d}{(x'_d + x_2)(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T''_{d2}}} \right] \cos 2t - \frac{x_2 - x''_d}{2x_2(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos 3t; \quad (4-42)$$

$$i_{q2} = \frac{x_2 + 3x''_d}{2x_2(x_2 + x''_d)} e^{-\frac{t}{T_a}} \sin t - \left[\frac{1}{x_d + x_2} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2)(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T'_{d2}}} + \right.$$

$$\left. + \frac{x'_d - x''_d}{(x'_d + x_2)(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T''_{d2}}} \right] \sin 2t + \frac{x_2 - x''_d}{2x_2(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \sin 3t, \quad (4-43)$$

Для явнополюсных машин без демпферной обмотки

$$\begin{aligned}
 i_{d2} = & \frac{1}{x_d + x_2} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2)(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T'_{d2}}} - \\
 & - \frac{x'_d + 3x_2}{2x_2(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos t + \left[\frac{1}{x_d + x_2} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2)(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T'_{d2}}} \right] \times \\
 & \times \cos 2t - \frac{x_2 - x'_d}{2x_2(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos 3t; \quad (4-44)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 i_{q2} = & \frac{x_2 + 3x'_d}{2x_2(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \sin t - \left[\frac{1}{x_d + x_2} + \right. \\
 & \left. + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2)(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T'_{d2}}} \right] \sin 2t + \frac{x_2 - x'_d}{2x_2(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \sin 3t. \quad (4-45)
 \end{aligned}$$

При однофазном коротком замыкании из режима холостого хода с $E=1$ и при наибольшей асимметричной составляющей токов короткого замыкания:

для явнополюсных машин с демпферной обмоткой

$$\begin{aligned}
 i_{d1} = & \frac{1}{x_d + x_2 + x_0} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2 + x_0)(x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T'_{d1}}} + \\
 & + \frac{x'_d - x''_d}{(x'_d + x_2 + x_0)(x''_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T''_{d1}}} - \frac{x''_d + 3x_2 + 2x_0}{(2x_2 + x_0)(x''_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \times \\
 & \times \cos t + \left[\frac{1}{x_d + x_2 + x_0} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2 + x_0)(x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T'_{d1}}} + \right. \\
 & \left. + \frac{x'_d - x''_d}{(x'_d + x_2 + x_0)(x''_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T''_{d1}}} \right] \cos 2t - \\
 & - \frac{x_2 - x''_d}{(2x_2 + x_0)(x''_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \cos 3t; \quad (4-46) \\
 i_{q1} = & \frac{x_2 + 3x''_d + 2x_0}{(2x_2 + x_0)(x_2 + x''_d + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \sin t -
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& - \left[\frac{1}{x_d + x_2 + x_0} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2 + x_0)(x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T'_{d1}}} + \right. \\
& \quad \left. + \frac{x'_d - x''_d}{(x'_d + x_2 + x_0)(x''_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T''_{d1}}} \right] \sin 2t - \\
& \quad - \frac{x_2 - x''_d}{(2x_2 + x_0)(x''_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \sin 3t; \quad (4-47)
\end{aligned}$$

для явнополюсных машин без демпферной обмотки

$$\begin{aligned}
i_{d1} = & \frac{1}{x_d + x_2 + x_0} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2 + x_0)(x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T'_{d1}}} - \\
& - \frac{x'_d + 3x_2 + 2x_0}{(2x_2 + x_0)(x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \cos t + \\
& + \left[\frac{1}{x_d + x_2 + x_0} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2 + x_0)(x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T'_{d1}}} \right] \cos 2t - \\
& - \frac{x_2 - x'_d}{(2x_2 + x_0)(x_2 + x'_d + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \cos 3t; \quad (4-48)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
i_{q1} = & \frac{x_2 + 3x'_d + 2x_0}{(2x_2 + x_0)(x_2 + x'_d + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \sin t - \\
& - \left[\frac{1}{x_d + x_2 + x_0} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2 + x_0)(x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T'_{d1}}} \right] \sin 2t + \\
& + \frac{x_2 - x'_d}{(2x_2 + x_0)(x_2 + x'_d + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \cos 3t. \quad (4-49)
\end{aligned}$$

Для расчета механических усилий между токоведущими частями часто необходимо знать наибольший мгновенный ток короткого замыкания — так называемый ударный ток короткого замыкания i_y . Этот ток представляет собой сумму периодического и аperiodического токов короткого замыкания приблизительно спустя полпериода после начала короткого замыкания.

Обычно считают, что в среднем

$$i_y = 1,05 \cdot 1,8 \cdot \sqrt{2} \frac{1}{x''_d}. \quad (4-50)$$

Здесь 1,05 учитывает возможность работы генератора при 105 % номинального напряжения.

Токи короткого замыкания в роторе. Если токи i_d и i_q известны как функции времени, то выражения для мгновенных токов в роторе по осям d и q могут быть получены путем применения методов операторного исчисления.

Токи в роторных системах I_d и I_q в долях тока возбуждения при холостом ходе и номинальном напряжении могут быть рассчитаны по формулам (4-51) — (4-59).

При трехфазном коротком замыкании из режима холостого хода с номинальным напряжением:

для явнополюсных машин с демпферной обмоткой

$$\begin{aligned}
 I_{d3} &= \frac{x_d''}{x_d} + \frac{(x_d - x_d') x_d''}{x_d x_d'} e^{-\frac{t}{T_d'}} + \frac{x_d' - x_d''}{x_d'} e^{-\frac{t}{T_d''}} - (x_d - x_d'') i_{d3} = \\
 &= 1 + \frac{x_d - x_d'}{x_d'} e^{-\frac{t}{T_d'}} + \left(\frac{x_d - x_d''}{x_d''} - \frac{x_d - x_d'}{x_d'} \right) e^{-\frac{t}{T_d''}} - \\
 &\quad - \frac{x_d - x_d''}{x_d''} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos t; \tag{4-51}
 \end{aligned}$$

$$I_{q3} = (x_q - x_q'') i_{q3} = \frac{x_q - x_q''}{x_q''} e^{-\frac{t}{T_a}} \sin t; \tag{4-52}$$

для явнополюсных машин без демпферной обмотки

$$\begin{aligned}
 I_{d3} &= \frac{x_d'}{x_d} + \frac{x_d - x_d'}{x_d} e^{-\frac{t}{T_d'}} + (x_d - x_d') i_{d3} = \\
 &= 1 + \frac{x_d - x_d'}{x_d'} e^{-\frac{t}{T_d'}} - \frac{x_d - x_d'}{x_d'} e^{-\frac{t}{T_a}} \cos t; \tag{4-53} \\
 I_{q3} &= 0.
 \end{aligned}$$

При двухфазном коротком замыкании из режима холостого хода с номинальным напряжением:

для явнополюсных синхронных машин с демпферной обмоткой

$$\begin{aligned}
 I_{d2} &= \frac{x_d'' + x_2}{x_d + x_2} + \frac{(x_d'' + x_2)(x_d - x_d')}{(x_d + x_2)(x_d' + x_2)} e^{-\frac{t}{T_{d2}'}} + \\
 &\quad + \frac{x_d' - x_d''}{x_d' + x_2} e^{-\frac{t}{T_{d2}''}} + (x_d - x_d'') i_{d2}; \tag{4-54}
 \end{aligned}$$

$$I_{q2} = (x_q - x_q'') i_{q2}; \quad (4-55)$$

для явнополюсных машин без демпферной обмотки

$$I_{d2} = \frac{x_d' + x_2}{x_d + x_2} + \frac{x_d - x_d'}{x_d + x_2} e^{-\frac{t}{T_{d2}'}} + (x_d - x_d') i_{d2}; \quad (4-56)$$

$$I_{q2} = 0.$$

При однофазном коротком замыкании из режима холостого хода с номинальным напряжением:

для явнополюсных синхронных машин с демпферной обмоткой

$$I_{d1} = \frac{x_d'' + x_2 + x_0}{x_d + x_2 + x_0} + \frac{(x_d'' + x_2 + x_0)(x_d - x_d')}{(x_d + x_2 + x_0)(x_d' + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{d1}'}} +$$

$$+ \frac{x_d' - x_d''}{x_d' + x_2 + x_0} e^{-\frac{t}{T_{d1}''}} + (x_d - x_d'') i_{d1}; \quad (4-57)$$

$$I_{q1} = (x_q - x_q'') i_{q1}; \quad (4-58)$$

для явнополюсных синхронных машин без демпферной обмотки

$$I_{d1} = \frac{x_d' + x_2 + x_0}{x_d + x_2 + x_0} + \frac{x_d - x_d'}{x_d + x_2 + x_0} e^{-\frac{t}{T_{d1}'}} + (x_d - x_d') i_{d1}; \quad (4-59)$$

$$I_{q1} = 0.$$

Моменты вращения при коротких замыканиях. Моменты вращения синхронной машины при коротких замыканиях целесообразно рассчитывать, пользуясь формулой

$$M_{к.з} = I_d i_q - I_q i_d - i_d i_q (x_d - x_q), \quad (4-60)$$

где i_d и i_q — мгновенные токи в статоре по осям d и q в долях амплитуды номинального тока статора; I_d и I_q — мгновенные токи в роторе по осям d и q в долях тока возбуждения при холостом ходе и номинальном напряжении.

Ниже приведены основные выражения для моментов вращения в долях номинального момента вращения при различных видах короткого замыкания из холостого хода, полученные Р. А. Лютером [33]. Пульсационные моменты вращения синхронной машины даны с учетом переходных токов в роторе и статоре и второй гармонической. При их вычислении активные сопротивления в цепи обмотки статора и активное сопротивление токам обратной последовательности учтены только в отношении их влияния на затухание переходных токов.

Пульсационные моменты вращения при трехфазном коротком замыкании:

для явнополюсных машин с демпферной обмоткой

$$M_{к. 33} = \left(\frac{1}{x_d} e^{-\frac{t}{T_a}} + \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} e^{-\frac{t}{T_a} - \frac{t}{T'_d}} + \frac{x'_d - x''_d}{x'_d x''_d} e^{-\frac{t}{T_a} - \frac{t}{T''_d}} \right) \sin t - \frac{x''_q - x''_d}{2x''_q x''_d} e^{-\frac{2t}{T_a}} \sin 2t; \quad (4-61)$$

для явнополюсных машин без демпферной обмотки

$$M_{к. 33} = \left(\frac{1}{x_d} e^{-\frac{t}{T_a}} + \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} e^{-\frac{t}{T_a} - \frac{t}{T'_d}} \right) \sin t - \frac{x'_q - x'_d}{2x'_q x'_d} e^{-\frac{2t}{T_a}} \sin 2t. \quad (4-62)$$

Средние значения дополнительных асинхронных моментов вращения при трехфазном коротком замыкании, зависящие от активных сопротивлений сети r и синхронной машины для токов прямой (r_1) и обратной (r_2) последовательности:

для явнополюсных машин с демпферной обмоткой

$$\Delta M_{к. 33} = \left(\frac{1}{x_d} + \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} e^{-\frac{t}{T'_d}} + \frac{x'_d - x''_d}{x'_d x''_d} e^{-\frac{t}{T''_d}} \right)^2 \times \\ \times (r_1 + r) + \left(\frac{1}{2x''_d{}^2} + \frac{1}{2x''_q{}^2} \right) e^{-\frac{2t}{T_a}} 2(r_2 - r_1) \frac{k_{f1f}}{k_{f2f}}; \quad (4-63)$$

для явнополюсных машин без демпферной обмотки

$$\Delta M_{к. 33} = \left(\frac{1}{x_d} + \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} e^{-\frac{t}{T'_d}} \right)^2 (r_1 + r) + \\ + \left(\frac{1}{2x_q{}^2} + \frac{1}{2x'_d{}^2} \right) e^{-\frac{2t}{T_a}} 2(r_2 - r_1) \frac{k_{f1f}}{k_{f2f}}. \quad (4-64)$$

Пульсационные моменты вращения при двухфазном коротком замыкании:

для явнополюсных машин с демпферной обмоткой

$$\begin{aligned}
 M_{\text{к. 32}} = & \left[\frac{1}{x_d + x_2} e^{-\frac{t}{T_a}} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2)(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a} - \frac{t}{T'_{d2}}} + \right. \\
 & \left. + \frac{x'_d - x''_d}{(x'_d + x_2)(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a} - \frac{t}{T''_{d2}}} \right] \left(\frac{x''_q}{x_2} + \frac{x_2 + x'_d}{2x_2} \right) \sin t - \\
 & - \left[\frac{x''_q + x_2}{(x_d + x_2)^2} + \frac{2(x''_q + x_2)(x_d - x'_d)}{(x_d + x_2)^2(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T'_{d2}}} + \right. \\
 & \left. + \frac{2(x''_q + x_2)(x'_d - x''_d)}{(x_d + x_2)(x'_d + x_2)(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T''_{d2}}} + \right. \\
 & \left. + \frac{2(x''_q + x_2)(x_d - x'_d)(x'_d - x''_d)}{(x_d + x_2)(x'_d + x_2)^2(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T'_{d2}} - \frac{t}{T''_{d2}}} + \right. \\
 & \left. + \frac{(x''_q + x_2)(x_d - x'_d)^2}{(x_d + x_2)^2(x'_d + x_2)^2} e^{-\frac{2t}{T'_{d2}}} + \frac{(x''_q + x_2)(x'_d - x''_d)^2}{(x'_d + x_2)^2(x''_d + x_2)^2} e^{-\frac{2t}{T''_{d2}}} + \right. \\
 & \left. + \frac{(x_2 - x''_d)(5x_2^2 + 5x''_d{}^2 + 6x_2x''_d)}{4x_2^2(x_2 + x''_d)^2} e^{-\frac{2t}{T_a}} \right] \sin 2t; \quad (4-65)
 \end{aligned}$$

для явнополюсных машин без демпферной обмотки

$$\begin{aligned}
 M_{\text{к. 32}} = & \left[\frac{1}{x_2 + x_d} e^{-\frac{t}{T_a}} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2)(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a} - \frac{t}{T'_{d2}}} \right] \times \\
 & \times \left(\frac{x_q}{x_2} + \frac{x_2 + x'_d}{2x_2} \right) \sin t - \left[\frac{x_q + x_2}{(x_d + x_2)^2} + \frac{2(x_q + x_2)(x_d - x'_d)}{(x'_d + x_2)(x_d + x_2)^2} e^{-\frac{t}{T'_{d2}}} + \right. \\
 & \left. + \frac{(x_q + x_2)(x_d - x'_d)^2}{(x'_d + x_2)^2(x_d + x_2)^2} e^{-\frac{2t}{T'_{d2}}} + \right. \\
 & \left. + \frac{(x_2 - x'_d)(5x_2^2 + 5x'_d{}^2 + 6x_2x'_d)}{4x_2^2(x_2 + x'_d)^2} e^{-\frac{2t}{T_a}} \right] \sin 2t. \quad (4-66)
 \end{aligned}$$

Средние значения дополнительных моментов вращения при двухфазном коротком замыкании, зависящие от активных сопротивлений:

для явнополюсных машин с демпферной обмоткой

$$\begin{aligned} \Delta M_{к. 32} = & 2 \left[\frac{1}{x_d + x_2} + \frac{x_d - x'_d}{(x'_d + x_2)(x_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T'_{d2}}} + \right. \\ & \left. + \frac{x'_d - x''_d}{(x''_d + x_2)(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T''_{d2}}} \right]^2 (r + r_2) + \left[\frac{x''_d + 3x_2}{2x_2(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \right]^2 \times \\ & \times 2(r_2 - r_1) \frac{k_{f1f}}{k_{f2f}} + \left[\frac{x_2 - x''_d}{2x_q(x''_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \right]^2 \left[2(r_2 - r_1) \frac{k_{f3f}}{k_{f2f}} + r_1 + r \right]; \end{aligned} \quad (4-67)$$

для явнополюсных машин без демпферной обмотки

$$\begin{aligned} \Delta M_{к. 32} = & 2 \left[\frac{1}{x_d + x_2} + \frac{x_d - x'_d}{(x'_d + x_2)(x_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T'_{d2}}} \right]^2 \times \\ & \times (r + r_2) + \left[\frac{x'_d + 3x_2}{2x_2(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \right]^2 2(r_2 - r_1) \frac{k_{f1f}}{k_{f2f}} + \\ & + \left[\frac{x_2 - x'_d}{2x_2(x'_d + x_2)} e^{-\frac{t}{T_a}} \right]^2 \left[2(r_2 - r_1) \frac{k_{f3f}}{k_{f2f}} + r_1 + r \right]. \end{aligned} \quad (4-68)$$

Пульсационные моменты вращения при однофазном коротком замыкании:

для явнополюсных машин с демпферной обмоткой

$$\begin{aligned} M_{к. 31} = & \left[\frac{1}{x_d + x_2 + x_0} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} + \right. \\ & + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2 + x_0)(x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}} - \frac{t}{T'_{d1}}} + \\ & \left. + \frac{x'_d - x''_d}{(x'_d + x_2 + x_0)(x''_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}} - \frac{t}{T''_{d1}}} \right] \times \\ & \times \left(\frac{x''_d + x_0/2}{x_2 + x_0/2} + \frac{x_2 + x''_d + x_0}{2x_2 + x_0} \right) \sin t - \left[\frac{x''_d + x_2 + x_0}{(x_d + x_2 + x_0)^2} + \right. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{2(x_q'' + x_2 + x_0)(x_d - x_d')}{(x_d + x_2 + x_0)^2(x_d' + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{d1}'}} + \\
& + \frac{2(x_q'' + x_2 + x_0)(x_d' - x_d'')}{(x_d + x_2 + x_0)(x_d' + x_2 + x_0)(x_d'' + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{d1}''}} + \\
& + \frac{2(x_q'' + x_2 + x_0)(x_d - x_d')(x_d' - x_d'')}{(x_d + x_2 + x_0)(x_d' + x_2 + x_0)^2(x_d'' + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{d1}'}} - \frac{t}{T_{d1}''} + \\
& + \frac{(x_q'' + x_2 + x_0)(x_d - x_d')^2}{(x_d + x_2 + x_0)^2(x_d' + x_2 + x_0)^2} e^{-\frac{2t}{T_{d1}'}} + \\
& + \frac{(x_q'' + x_2 + x_0)(x_d' - x_d'')^2}{(x_d' + x_2 + x_0)^2(x_d'' + x_2 + x_0)^2} e^{-\frac{2t}{T_{d1}''}} + \\
& + \frac{(x_2 - x_d'') \left[5 \left(x_2 + \frac{x_0}{2} \right)^2 + 5 \left(x_d'' + \frac{x_0}{2} \right) + \right. \\
& \quad \left. + 6 \left(x_2 + \frac{x_0}{2} \right) \left(x_d'' + \frac{x_0}{2} \right) \right]}{4 \left(x_2 + x_0/2 \right)^2 \left(x_2 + x_d'' + x_0 \right)^2} e^{-\frac{2t}{T_{a1}''}} \left. \right] \sin 2t; \quad (4-69)
\end{aligned}$$

ДЛЯ ЯВНОПОЛЮСНЫХ МАШИН БЕЗ ДЕМПФЕРНОЙ ОБМОТКИ

$$\begin{aligned}
M_{к. з1} &= \left[\frac{1}{x_2 + x_d + x_0} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} + \right. \\
& \left. + \frac{x_d - x_d'}{(x_d + x_2 + x_0)(x_d' + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}} - \frac{t}{T_{d1}'}} \right] \times \\
& \times \left(\frac{x_q + x_0/2}{x_2 + x_0/2} + \frac{x_d' + x_2 + x_0}{2x_2 + x_0} \right) \sin t - \left\{ \frac{x_q + x_2 + x_0}{(x_d + x_2 + x_0)^2} + \right. \\
& + \frac{2(x_q + x_2 + x_0)(x_d - x_d')}{(x_d' + x_2 + x_0)(x_d + x_2 + x_0)^2} e^{-\frac{t}{T_{d1}'}} + \\
& \left. + \frac{(x_q + x_2 + x_0)(x_d - x_d')^2}{(x_d' + x_2 + x_0)^2(x_d + x_2 + x_0)^2} e^{-\frac{2t}{T_{d1}'}} + \right.
\end{aligned}$$

$$+ \frac{(x_2 - x'_d) \left[5 \left(x_2 + \frac{x_0}{2} \right)^2 + 5 \left(x'_d + \frac{x_0}{2} \right)^2 + 6 \left(x_2 + \frac{x_0}{2} \right) \left(x'_d + \frac{x_0}{2} \right) \right]}{4 (x_2 + x_0/2) (x'_d + x_2 + x_0)^2} e^{-\frac{2t}{T_{a1}}} \left. \right\} \sin 2t. \quad (4-70)$$

Средние значения дополнительных моментов вращения при однофазном коротком замыкании, зависящие от активных сопротивлений:

для явнополюсных машин с демпферной обмоткой

$$\begin{aligned} \Delta M_{к. з1} = & 2 \left[\frac{1}{x_d + x_2 + x_0} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2 + x_0) (x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T'_{d1}}} + \right. \\ & \left. + \frac{x'_d - x''_d}{(x'_d + x_2 + x_0) (x''_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T''_{d1}}} \right]^2 (r + r_2) + \\ & + \left[\frac{x''_d + 3x_2 + 2x_0}{(2x_2 + x_0) (x''_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \right]^2 2(r_2 - r_1) \frac{k_{f1f}}{k_{f2f}} + \\ & + \left[\frac{x_2 - x'_d}{(2x_2 + x_0) (x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \right]^2 \left[2(r_2 - r_1) \frac{k_{f1f}}{k_{f2f}} + r_1 + r \right]; \end{aligned} \quad (4-71)$$

для явнополюсных машин без демпферной обмотки

$$\begin{aligned} \Delta M_{к. з1} = & 2 \left[\frac{1}{x_d + x_2 + x_0} + \frac{x_d - x'_d}{(x_d + x_2 + x_0) (x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T'_{d1}}} \right] \times \\ & \times (r + r_2) + \left[\frac{x'_d + 3x_2 + 2x_0}{(2x_2 + x_0) (x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \right]^2 \times \\ & \times 2(r_2 - r_1) \frac{k_{f1f}}{k_{f2f}} + \left[\frac{x_2 - x'_d}{(2x_2 + x_0) (x'_d + x_2 + x_0)} e^{-\frac{t}{T_{a1}}} \right]^2 \times \\ & \times \left[2(r_2 - r_1) \frac{k_{f3f}}{k_{f2f}} + r_1 + r \right]. \end{aligned} \quad (4-72)$$

Пульсационный момент вращения при двухфазном коротком замыкании явнополюсной синхронной машины с учетом высших гармонических

$$M_{к.32} = \frac{1}{x_2 + x_d''} \left[2FA \sum_{n=1, 3, 5, \dots} n b^{\frac{n-1}{2}} \sin nt - \left(F^2 \frac{x_2}{x_2 + x_d''} + A^2 \frac{x_2 - x_d''}{x_2} \right) \sum_{n'=2, 4, 6, \dots} n' b^{\frac{n'-2}{2}} \sin n't \right]. \quad (4-73)$$

Здесь

$$A = e^{-\frac{t}{T_a}}; \quad b = \frac{x_2 - x_d''}{x_2 + x_d''};$$

$$F = \frac{x_d'' + x_2}{x_d' + x_2} + \frac{(x_d'' + x_2)(x_d - x_d')}{(x_d' + x_2)(x_d' + x_2)} e^{-\frac{t}{T_{d2}'}} + \frac{x_d' - x_d''}{x_d' + x_2} e^{-\frac{t}{T_{d2}''}}.$$

Дополнительный, зависящий от сопротивлений момент вращения при двухфазном коротком замыкании явнополюсной синхронной машины (в пренебрежении высшими гармоническими тока)

$$\Delta M_{к.32} = \frac{4}{(x_2 + x_d'')^2} \left[\frac{F^2}{2} (r + r_2) + A^2 2 (r_2 - r_1) \right]. \quad (4-74)$$

В приведенных выше выражениях для переходных токов в обмотках статора и ротора и для создаваемых ими моментов использованы следующие постоянные времени: $T_d' = \frac{x_d'}{x_d} T_{d0}$ — постоянная времени цепи возбуждения при трехфазном коротком замыкании в обмотке статора; T_{d0} — постоянная времени цепи возбуждения при разомкнутой обмотке статора; $T_d'' = \frac{x_d''}{x_d'} \times T_{0d}''$ — постоянная времени демпферной обмотки при трехфазном коротком замыкании в обмотке статора; T_{0d}'' — постоянная времени демпферной обмотки при короткозамкнутой обмотке возбуждения и разомкнутой обмотке статора; $T_{d2}' = \frac{x_d' + x_2}{x_d' + x_2} T_{d0}$ — постоянная времени цепи возбуждения при двухфазном коротком замыкании в обмотке статора; $T_{d2}'' = \frac{x_d'' + x_2}{x_d' + x_2} T_{0d}''$ —

постоянная времени демпферной обмотки при короткозамкнутой обмотке возбуждения и двухфазном коротком замыкании в обмотке статора; $T'_{d1} = \frac{x'_d + x_2 + x_0}{x_d + x_2 + x_0} T''_{0d}$ — постоянная времени цепи возбуждения при однофазном коротком замыкании в обмотке статора; $T''_{d1} = \frac{x''_d + x_2 + x_0}{x'_d + x_2 + x_0} T''_{0d}$ — постоянная времени демпферной обмотки при короткозамкнутой обмотке возбуждения и однофазном коротком замыкании в обмотке статора; $T_a = T_{a2} = x_2/r_a$ — постоянная времени обмотки статора при обтекании постоянным током в схемах трехфазного и двухфазного коротких замыканий; $T_{a1} = (2x_2 + x_0)/(3r_a)$ — постоянная времени обмотки статора при обтекании постоянным током в схеме однофазного замыкания.

В формулах для средних дополнительных моментов вращения $\Delta M_{к.з3}$, $\Delta M_{к.з2}$, $\Delta M_{к.з1}$ коэффициенты k_{f1f} , k_{f2f} , k_{f3f} учитывают увеличение активных сопротивлений роторной системы соответственно при частотах $f_{ном}$, $2f_{ном}$, $3f_{ном}$.

При расчете электромагнитных моментов, передаваемых через статор гидрогенератора на фундамент, можно воспользоваться приближенными выражениями, полученными из приведенных выше при пренебрежении затуханием. Тогда знакопеременная составляющая момента при трехфазном коротком замыкании

$$M_{к.з3} = E^2 \left[\frac{1}{x''_d} \sin t + \left(\frac{1}{x''_d} - \frac{1}{x''_q} \right) \frac{\sin 2t}{2} \right], \quad (4-75)$$

а для явнополюсных машин с продольно-поперечной демпферной обмоткой, для которых можно учитывать только первый член в квадратных скобках,

$$M_{к.з3} = \frac{E^2}{x''_d} \sin t. \quad (4-76)$$

При двухфазном коротком замыкании знакопеременная составляющая момента

$$M_{к.з2} = \frac{E^2}{x''_d + x_2} (\sin t - 0,5 \sin 2t). \quad (4-77)$$

Максимальное значение этого момента

$$M_{к.з2max} = 2,6E^2/(x''_d + x_2), \quad (4-78)$$

а с учетом высших гармонических в кривой момента

$$M_{к.зmax} = \frac{2,6E^2}{x''_d + x_2} \left[1 + 17 \left(\frac{x_2 - x''_d}{x_2 + x''_d} \right)^2 \right]. \quad (4-79)$$

Знакопостоянные составляющие моментов при том же допущении для трехфазного короткого замыкания

$$\Delta M_{к.з3} = E^2 \left[\frac{1}{x_d''} (r_1 + r) + \left(\frac{1}{x_d''} - \frac{1}{x_q''} \right) (r_2 - r_1) \right], \quad (4-80)$$

для двухфазного короткого замыкания

$$\Delta M_{к.з2} = \frac{4E^2}{(x_d'' + x_2)'} \left[\frac{r_1 + r_2}{2} + 2(r_2 - r_1) \right]. \quad (4-81)$$

Электромагнитные моменты короткого замыкания воспринимаются как статором и ротором электрической машины, так и частично расположенными на ее валу возбудителями или иными вспомогательными машинами. При этом действующий на них момент M_B зависит от соотношения между динамическими моментами инерции роторов основной электрической машины (например, гидрогенератора) GD^2 и собственно возбудителя GD_B^2 :

$$M_B = M_{к.з} \frac{GD_B^2}{GD^2 + GD_B^2}. \quad (4-82)$$

Примеры расчета моментов вращения при коротких замыканиях гидрогенератора.

Параметры гидрогенератора: $x_d = 0,80$; $x_q = 0,55$; $x_d' = 0,3$; $x_d'' = 0,20$; $x_q'' = 0,26$; $x_2 = 0,23$; $x_0 = 0,10$; $r_1 = 0,007$; $r_2 = 0,02$; $T_{d0} = 2400$; $T_{d1}' = 900$; $T_{d2}' = 1250$; $T_{d1}'' = 1350$; $T_{0d}'' = 190$; $T_d'' = 125$; $T_{d2}'' = 155$; $T_{d1}''' = 160$; $T_a = 33$; $T_{a1} = 25$.

Номер формулы	Вычисляемый момент вращения	Численное значение	Максимальное значение
(4-76)	$M_{к.з \max}$	5,0	—
(4-78)	$M_{к.з2 \max}$	6,0	—
(4-61)	$M_{к.з3}$	$(1,25e^{-0,03t} + 2,08e^{-0,031t} + 1,66e^{-0,038t}) \sin t - 0,58e^{-0,06t} \sin 2t$	Около 4,5
(4-63)	$\Delta M_{к.з3}$	0,5	—
(4-65)	$M_{к.з2}$	$(0,97e^{-0,03t} + 0,94e^{-0,031t} + 0,44e^{-0,037t}) 2,05 \sin t - (0,43 + 0,87e^{-0,0008t} + 0,41e^{-0,006t} + 0,39e^{-0,007t} + 0,41e^{-0,0016t} + 0,09e^{-0,013t} + 0,37e^{-0,06t}) \sin 2t$	Около 6,6
(4-67)	$\Delta M_{к.з2}$	0,6	—
(4-69)	$M_{к.з1}$	$(0,88e^{-0,04t} + 0,7e^{-0,041t} + 0,3e^{-0,046t}) 2,05 \sin t - (0,46 + 0,73e^{-0,0007t} + 0,31e^{-0,006t} + 0,24e^{-0,007t} + 0,29e^{-0,014t} + 0,05e^{-0,0125t} + 0,36e^{-0,08t}) \sin 2t$	Около 5,1
(4-71)	$\Delta M_{к.з1}$	0,35	—
(4-73)	$M_{к.з2}$	—	Около 6
(4-74)	$\Delta M_{к.з2}$	0,7	—

Параметры гидрогенератора: $x_d=0,80$; $x_q=0,55$; $x_d'=0,30$; $x_2=0,40$; $x_0=0,10$; $r_1=0,007$; $r_2=0,01$; $T_{d0}=2400$; $T_{d'}=900$; $T_{d_2'}=1400$; $T_{d_1'}=1480$; $T_a=60$; $T_{a1}=45$.

Номер формулы	Вычисляемый момент вращения	Численное значение	Максимальное значение
(4-76)	$M_{к.з\max}$	3,33	—
(4-78)	$M_{к.з\max}$	4,85	—
(4-62)	$M_{к.зз}$	$(1,25e^{-0,017t} + 2,08e^{-0,018t}) \sin t - 0,76e^{-0,034t} \sin 2t$	Около 3,4
(4-64)	$\Delta M_{к.зз}$	0,11	—
(4-66)	$M_{к.з2}$	$(0,83e^{-0,017t} + 0,60e^{-0,018t}) \times 2,24 \sin t - (0,65 + 0,95e^{-0,0007t} + 0,33e^{-0,0014t} + 0,62e^{-0,034t}) \times \sin 2t$	Около 4,8
(4-68)	$\Delta M_{к.з2}$	0,07	—
(4-70)	$M_{к.з1}$	$(0,77e^{-0,022t} + 0,84e^{-0,023t}) \times 2,22 \sin t - (0,62 + 0,78e^{-0,0007t} + 0,24e^{-0,0014t} + 0,48e^{-0,045t}) \times \sin 2t$	Около 4,1
(4-72)	$\Delta M_{к.з1}$	0,05	—
(4-73)	$M_{к.з2}$	—	Около 4,3
(4-74)	$\Delta M_{к.з2}$	0,08	—

Перенапряжения при несимметричных коротких замыканиях.

При несимметричных коротких замыканиях гидрогенераторов из-за несимметрии ротора по двум осям повышается напряжение на свободных фазах обмотки.

При двухфазном коротком замыкании напряжение на свободной фазе E_a и напряжение между свободной и короткозамкнутой фазами E_{ab} получаются наибольшими в том случае, когда потокосцепление с короткозамкнутым контуром на статоре в момент короткого замыкания имеет максимальное значение. Тогда для машины без демпферной обмотки

$$E_{a\max} = E(2x_q/x_d' - 1) \quad (4-83)$$

и для машин с демпферной обмоткой

$$E_{a\max} = E(2x_q''/x_d'' - 1), \quad (4-84)$$

где E — напряжение на выводах генератора до короткого замыкания.

Максимальное напряжение между свободной и короткозамкнутой фазами

$$E_{ab\max} = 1,5E_{a\max}. \quad (4-85)$$

Если в цепи статора включена емкость, то при несимметричном коротком замыкании перенапряжения могут усилиться вследствие резонансных явлений. Для высших гармонических тока можно считать, что синхронная машина представляет собой индуктивное сопротивление токам обратной последовательности

x_2 , так как ротор по отношению к их полям является вторичной короткозамкнутой обмоткой, вращающейся с некоторой частотой. Поэтому возможен резонанс для одной из гармонических порядка ν , если удовлетворяется соотношение

$$x_C/x_2 = \nu^2, \quad (4-86)$$

где $x_C = 1/(\omega C)$ — емкостное сопротивление.

Резонансные явления обуславливаются в основном нечетными гармоническими, так как четные гармонические обычно быстро затухают. Индуктивная, активная или смешанная нагрузка, подключенная параллельно емкости, снижает опасность резонансных явлений.

Решающей мерой в борьбе с перенапряжениями в цепи статора при несимметричных коротких замыканиях является выполнение полной демпферной обмотки в генераторах. При этом уравниваются индуктивные сопротивления машины по осям d и q , и тем самым значительно уменьшаются амплитуды высших гармонических тока и потокосцепления, а следовательно, и напряжения в цепи статора.

Обычно параметры демпферной обмотки выбираются таким образом, чтобы $x_q''/x_d'' \leq 1,3$. При этом условия возможные максимальные перенапряжения на обмотке статора при несимметричных коротких замыканиях не превышают напряжений, которым подвергается обмотка при профилактических высоковольтных испытаниях.

Если одна из фаз гидрогенератора заземлена, например, вследствие короткого замыкания в сети, подключенной непосредственно к выводам генератора, то напряжения незаземленных фаз относительно корпуса будут в этом случае равны полным линейным напряжениям.

Обычно нейтраль гидрогенератора либо изолирована, либо заземлена через реактивную однофазную катушку, сопротивление которой выбирается из условия, чтобы емкостный ток через точку повреждения изоляции генератора не превосходил 5 А. Такой ток не приводит к возникновению повреждений.

Однако поскольку при коротком замыкании на одной из фаз градиенты напряжения в корпусной изоляции двух других фаз возрастают в $\sqrt{3}$ раз, увеличивается вероятность повреждения изоляции и возникает опасность перехода однофазного короткого замыкания в двухфазное. Последнее обычно сопровождается возникновением дуги и выгоранием стали сердечника статора в местах повреждений, нарушением изоляции ряда стержней обмотки и требует вывода машины в длительный ремонт. По этой причине целесообразно отключать гидрогенераторы от сети и гасить их магнитное поле уже при первом нарушении изоляции обмотки статора и с этой целью укомплектовывать генераторы земляной защитой без зоны нечувствительности с действием ее не на сигнал, а на отключение.

Термическая стойкость демпферных обмоток. При несимметричных коротких замыканиях нагрев демпферных обмоток определяется протеканием в них токов, наведенных обратносинхронными полями, и пропорционален величине

$$I_2^2 t = \frac{1}{t} \int_0^t i_2^2 dt. \quad (4-87)$$

Здесь I_2 — средний квадратический ток обратной последовательности за время t ; i_2 — мгновенный ток обратной последовательности.

Если исходить из условия, что нагрев стержней в начальный период короткого замыкания близок к адиабатному, и ограничиться максимальной температурой стержня 250°C , то, введя коэффициент запаса 1,5, учитывающий неравномерный нагрев стержней, получим

$$I_2^2 t \leq 3,9 \cdot 10^8 \frac{d^2}{A^2}, \quad (4-88)$$

где d — эквивалентная толщина медного цилиндра при равномерном распределении меди демпферной обмотки по периферии ротора с учетом вытеснения тока:

$$d = \frac{n_b q_b}{\tau \sqrt{k_{f2D}}}. \quad (4-89)$$

Здесь n_b — число демпферных стержней на полюс; q_b — сечение демпферного стержня, см^2 .

Коэффициент Фильда демпферных стержней при частоте $2f_{\text{ном}}$ определяется их диаметром d_b :

$$k_{f2D} = \sqrt{\frac{\pi}{4} \frac{2f_{\text{ном}}}{50}} d_b = 1,25 d_b \sqrt{\frac{f_{\text{ном}}}{50}}. \quad (4-90)$$

Гидрогенераторы допускают кратковременные несимметричные короткие замыкания при условии, чтобы произведение квадрата тока обратной последовательности I_2 (в долях номинального тока статора) и продолжительности короткого замыкания $t_{\text{к.з}}$ (в секундах) не превосходило определенного значения:

$$I_2^2 t_{\text{к.з}} \leq C. \quad (4-91)$$

Обычно для гидрогенераторов с косвенным воздушным охлаждением принимается $C=40$; при этом машины имеют 1,5—2-кратный тепловой запас по сравнению с величиной $I_2^2 t$, вычисленной по (4-91). Для гидрогенераторов с форсированными системами охлаждения и повышенным уровнем электромагнитного использования $C=20 \div 30$.

Усилия, действующие на обмотку возбуждения при коротком замыкании. Токи короткого замыкания в обмотке возбуждения создают переменный магнитный поток, обуславливающий электродинамические усилия, действующие на обмотку.

Если представить межполюсное пространство как открытый паз с параллельными боковыми стенками, то поперечный магнитный поток через элементарное сечение dx на расстоянии x от дна паза (рис. 4-5) и на единицу длины составит

$$\Phi_x = \frac{\mu_0 I x dx}{h_m (\tau_m - b_m)}, \quad (4-92)$$

где μ_0 — магнитная проницаемость воздуха; I — сумма токов короткого замыкания в межполюсном пространстве: $I = 2\omega_e I_d$; ω_e — число витков обмотки возбуждения на полюс; $\tau_m - b_m$ — ширина эквивалентного паза при полюсном делении на половине высоты сердечника полюса τ_m и ширине сердечника полюса b_m ; h_m — высота сердечника полюса.

Средняя индукция поперечного магнитного поля в сечении dx под действием полного тока I (в пренебрежении магнитным сопротивлением стали)

$$B_x = \frac{\Phi_x}{dx} = \frac{2\mu_0 \omega_e I_d}{h_m (\tau_m - b_m)} x. \quad (4-93)$$

Сила, действующая на выделенное элементарное сечение,

$$F_x = B_x I \frac{dx}{h_m} = \frac{4\mu_0 \omega_e^2 I_d^2}{h_m^2 (\tau_m - b_m)} x dx. \quad (4-94)$$

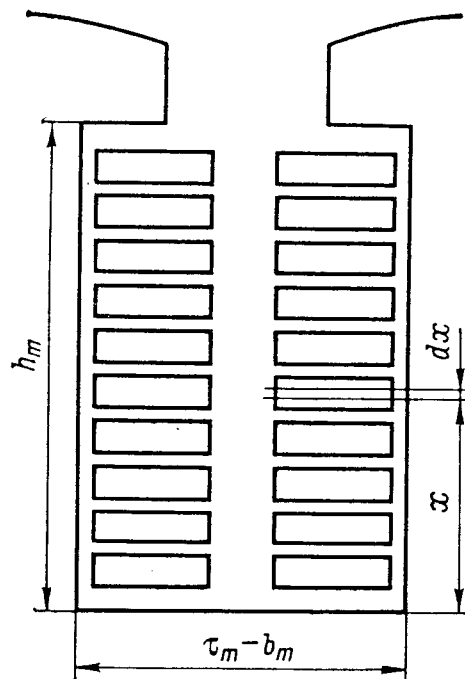


Рис. 4-5. К расчету усилий, действующих на обмотку возбуждения при коротком замыкании

Тогда суммарная сила, прижимающая катушку обмотки возбуждения к ободу ротора, на 1 см длины составит

$$F = \int_0^{h_m} F_x = 2,5 \cdot 10^{-6} \frac{\omega_e^2 I_d^2}{\tau_m - b_m}. \quad (4-95)$$

4-10. АСИНХРОННЫЕ РЕЖИМЫ

Асинхронный режим гидрогенератора может наступить в результате сброса большой активной нагрузки при сохранении электрической связи с системой, неудачной самосинхронизации, потери возбуждения и тому подобных аварий.

В асинхронных режимах отмечаются большие пульсации тока и напряжения, вызывающие повышенные вибрации гидрогенератора и значительные механические усилия в отдельных узлах. Кроме того, в обмотках ротора генератора, вращающегося асин-

хронно, наводятся значительные ЭДС. Обусловленные ими переходные токи вызывают большие дополнительные местные перегревы обмоток, значения которых, особенно в зоне контактов, могут быть опасными и привести к выходу машины из строя.

При размыкании цепи возбуждения явнополюсной синхронной машины, работающей со скольжением s , на выводах обмотки возбуждения индуктируется напряжение \dot{U}_{fd} , которое может быть рассчитано по схеме замещения:

$$\dot{U}_{fs} = \frac{jx_{ad}(jx_{kd} + r_{kd}/s)}{(jx_{kd} + r_{kd}/s)(r_1 + jx_l + jx_{ad} + jx_T) + jx_{ad}(r_1 + jx_l + jx_T)}, \quad (4-96)$$

где jx_T — индуктивное сопротивление внешней цепи (обычно трансформатора).

Действующее значение этого напряжения

$$U_{fs} = s \left| \dot{U}_{fs} \right| \frac{2p\omega_e}{\omega k_w} U_\phi. \quad (4-97)$$

Здесь $2p$ — число полюсов; ω_e — число витков обмотки возбуждения на полюс; ω — число последовательно соединенных витков в фазе обмотки статора; k_w — обмоточный коэффициент в поле первой гармонической; U_ϕ — действующее фазное напряжение генератора.

При отсутствии возбуждения явнополюсный синхронный генератор может развивать при напряжении U активную мощность, обусловленную различием индуктивных сопротивлений по продольной и поперечной осям:

$$P_p = \frac{U^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \sin 2\theta. \quad (4-98)$$

Между синхронными индуктивными сопротивлениями x_d и x_q обычно имеется достаточно устойчивое соотношение: $x_d = (1,4 \div 1,75)x_q$. Принимая в среднем $x_d = 1,55x_q$, найдем максимальную мощность, которую может развивать генератор благодаря реактивному моменту при номинальном напряжении и синхронной частоте вращения без возбуждения:

$$P_{p \max} \approx 0,275/x_d. \quad (4-99)$$

При превышении этой мощности ротор тормозится и генератор переходит в асинхронный режим со скольжением, определяемым моментной характеристикой машины.

Применяя известную систему уравнений для фазных напряжений, токов и потокосцеплений обмотки статора, а также для приведенных токов обмотки статора и токов роторной цепи и используя метод операторных индуктивных сопротивлений [48], можно получить

$$\bar{i}_{ds} = \frac{jx_q(j_s) - r/(1-2s)}{x_d(j_s)x_q(j_s) + \frac{r}{1-2s}(r+j_s)[x_d(j_s) + x_q(j_s)]}; \quad (4-100)$$

$$\bar{i}_{qs} = \frac{x_d(js) + jr/(1-2s)}{x_d(js)x_q(js) + \frac{r}{1-2s}(r+js)[x_d(js) + x_q(js)]}. \quad (4-101)$$

Здесь $x_d(js)$ и $x_q(js)$ — операторные индуктивные сопротивления по продольной и поперечной осям.

Для генераторов без демпферной обмотки

$$x_d(js) = x_d \frac{1 + jsT'_d}{1 + jsT_{d0}}; \quad (4-102)$$

$$x_q(js) = x_q. \quad (4-103)$$

Для генераторов с демпферной обмоткой

$$x_d(js) \approx x_d \frac{1 - s^2 T'_d T''_d + js(T'_d + T'_c)}{1 - s^2 T_d T''_d + js(T_d + T_c)}; \quad (4-104)$$

$$x_q(js) = x_q \frac{1 + jsT''_q}{1 + jsT_q}, \quad (4-105)$$

где T'_c — постоянная времени демпферной обмотки по продольной оси при короткозамкнутой обмотке статора и разомкнутой обмотке возбуждения в электрических радианах [$1/(2\pi f)$ секунды]; T_c — то же, при разомкнутых обмотках статора и возбуждения; T_q — постоянная времени демпферной обмотки по поперечной оси при разомкнутой обмотке статора в электрических радианах; T''_q — то же, при короткозамкнутой обмотке статора.

Средний момент вращения

$$M_s = 0,5 (\operatorname{Re} \bar{i}_{ds} - \operatorname{Im} \bar{i}_{qs}) + r \bar{i}_{fs}^2 + \frac{r}{1-2s} \bar{i}_{bs}^2, \quad (4-106)$$

где \bar{i}_{fs} — ток, создающий МДС прямого вращения, равный

$$\bar{i}_{fs} = \frac{1}{2} (\bar{i}_{ds} + j \bar{i}_{qs}); \quad (4-107)$$

\bar{i}_{bs} — ток, создающий МДС обратного вращения, равный

$$\bar{i}_{bs} = \frac{1}{2} (\bar{i}_{ds} - j \bar{i}_{qs}). \quad (4-108)$$

Формула (4-106) может быть также записана в таком виде:

$$M_s = \operatorname{Re} \left(\bar{i}_{fs} + r \bar{i}_{fs}^2 + \frac{r}{1-2s} \bar{i}_{bs}^2 \right). \quad (4-109)$$

Наиболее удобно производить расчет установившегося значения среднего момента вращения в асинхронном режиме по схемам замещения.

При номинальном напряжении приведенные токи в обмотке статора по продольной и поперечной осям полюсов в комплексном виде при скольжении s определяются по выражениям:

$$\bar{i}_{ds} = \frac{2z'_{qs}}{z_{ds}z'_{qs} + z_{qs}z'_{ds}}; \quad (4-110)$$

$$j\bar{i}_{qs} = \frac{2z'_{ds}}{z_{ds}z'_{qs} + z_{qs}z'_{ds}}. \quad (4-111)$$

Здесь z_{ds} — основное полное сопротивление по продольной оси в комплексном виде при скольжении s :

$$z_{ds} = jx_l + r_1 + jx_{ads} + r_{ads}; \quad (4-112)$$

z_{qs} — основное полное сопротивление по поперечной оси в комплексном виде при скольжении s :

$$z_{qs} = jx_l + r_1 + jx_{aqs} + r_{aqs}; \quad (4-113)$$

z'_{ds} — вспомогательное (для учета МДС обратного вращения) полное сопротивление по продольной оси в комплексном виде при скольжении s :

$$z'_{ds} = \frac{r_1}{2s-1} + jx_l + r_{ads} + jx_{ads}; \quad (4-114)$$

z'_{qs} — вспомогательное (для учета МДС обратного вращения) полное сопротивление по поперечной оси в комплексном виде при скольжении s :

$$z'_{qs} = \frac{r_1}{2s-1} + jx_l + r_{aqs} + jx_{aqs}. \quad (4-115)$$

При этом комбинированные полные сопротивления роторных цепей по продольной и поперечной осям полюсов в комплексном виде при скольжении s определяются по выражениям:

$$z_{ads} = r_{ads} + jx_{ads} = \frac{1}{\frac{1}{jx_{ad}} + \frac{1}{r_{fkff/s} + jx_f} + \frac{1}{r_{kd/s} + jx_{kd}}}; \quad (4-116)$$

$$z_{aqs} = r_{aqs} + jx_{aqs} = \frac{1}{\frac{1}{jx_{aq}} + \frac{1}{r_{kq/s} + jx_{kq}}}. \quad (4-117)$$

Полное сопротивление в комплексном виде при скольжении s

$$z_s = r_1 + jx_l + \frac{z_{ads} + z_{aqs}}{2}. \quad (4-118)$$

Кратность тока статора при номинальном напряжении и скольжении s

$$I_s = 1/|z_s|. \quad (4-119)$$

Ток в обмотке возбуждения в комплексном виде при скольжении s

$$\dot{I}_{fs} = [jx_{ad}(r_{kd}/s + jx_{kd})] [(r_f/s + jx_f)(r_{kd}/s + jx_{kd})(r_1 + jx_l + jx_{ad}) + (r_1 + jx_l)jx_{ad}(r_f/s + r_{kd}/s + jx_f + jx_{kd})]^{-1}. \quad (4-120)$$

Действующий ток в обмотке возбуждения

$$I_{fs} = |\dot{I}_{fs}| \frac{\omega k_w}{2p\omega_e} \frac{3}{2} I_{ном}. \quad (4-121)$$

На практике наиболее удобно рассчитывать ток в обмотке возбуждения, пользуясь выражением

$$I_{fs} = \frac{0,35F_A \sqrt{r_{ads}^2 + x_{ads}^2}}{|z_s| \omega_e \sqrt{(r_f k_{ff}/s)^2 + x_f^2}}. \quad (4-122)$$

Выше был изложен метод расчета токов и момента вращения явнополюсной синхронной машины в асинхронном режиме без возбуждения.

При возбуждении появляются дополнительные токи и моменты, которые налагаются на токи и моменты невозбужденной машины.

В режиме работы со скольжением s и при наличии возбуждения приведенные токи обмотки статора, обусловленные постоянным током ротора, составляют

$$i_{df} = \frac{(1-s)^2 x_q}{r^2 + (1-s)^2 x_d x_q} E; \quad (4-123)$$

$$i_{qf} = \frac{(1-s)^2 r}{r^2 + (1-s)^2 x_d x_q} E, \quad (4-124)$$

где E — ЭДС, определяемая по прямолинейной части характеристики холостого хода при токе возбуждения режима и численно равная отношению этого тока к току возбуждения холостого хода.

Момент вращения, зависящий от возбуждения,

$$M_{sf} = \frac{r(r^2 + x_q^2)}{(r^2 + x_d x_q)^2} E^2 + \frac{[r^2(2x_d - x_q) + x_d x_q^2] \sin \theta - r[(2x_q^2 + r^2) - x_d x_q] \cos \theta}{(r^2 + x_d x_q)^2} E. \quad (4-125)$$

Асинхронные режимы относятся к наиболее опасным режимам, могущим привести к тяжелым повреждениям гидрогенераторов и к длительному выходу их из работы. Поэтому асинхронные режимы не допускаются сколько-нибудь длительное время, и в случае выпадения из синхронизма машину следует аварийно отключать от сети.

На практике во избежание отключений генераторов при возможных качаниях напряжения и частоты в сети защита от асинхронного режима осуществляется обычно таким образом, что сигнал на отключение гидрогенератора подается при выполнении двух условий: достижения известного скольжения (1,5—2 %) и первого проворота ротора.

ГЛАВА ПЯТАЯ

ПОТЕРИ И КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ

5-1. ВИДЫ ПОТЕРЬ

Обычно потери в электрической машине разделяют на электромагнитные и механические. Первые включают в себя потери в сердечниках и на их поверхности, а также и в обмотках, вторые — потери на трение и мощность, расходуемую на циркуляцию охлаждающего агента.

По роду зависимости потерь от нагрузки различают потери постоянные и переменные. К первым относятся механические потери и потери, пропор-

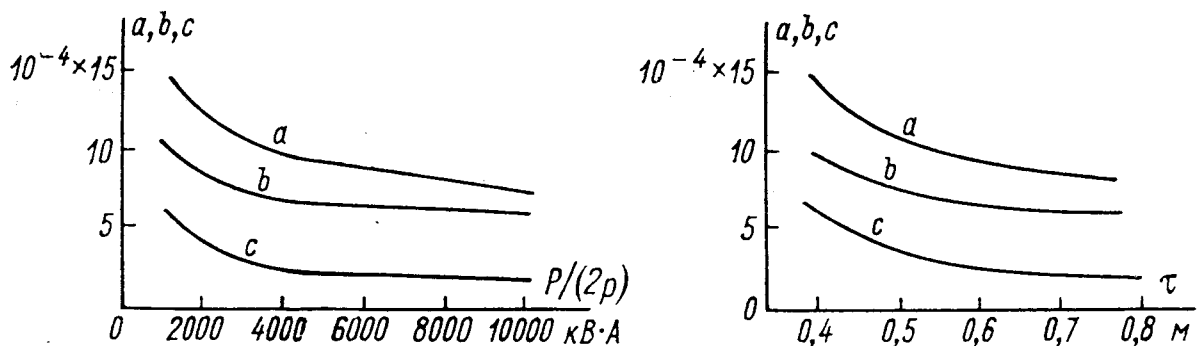


Рис. 5-1. К приближенному расчету потерь

циональные квадрату магнитного потока, если напряжение постоянно; ко вторым — потери, пропорциональные квадрату тока. Исходя из этого деления, можно приближенно выразить коэффициент полезного действия гидрогенератора с помощью следующей формулы:

$$\eta = 1 - \frac{\Sigma P}{(\Sigma P + P_{\text{ном}})} = 1 - \frac{(\Sigma P/P_{\text{ном}})}{(1 + \Sigma P/P_{\text{ном}})}, \quad (5-1)$$

где ΣP — потери; $P_{\text{ном}}$ — активная мощность.

Значение

$$\Sigma P/P_{\text{ном}} = (aA^2 + bB_{\delta}^2 + cAB_{\delta} + d)/(1,45k_w AB_{\delta}), \quad (5-2)$$

где A — линейная нагрузка, $\text{A}/\text{см}$, и B_{δ} — индукция в зазоре, можно определить с помощью рис. 5-1, где приведены значения a , b и c в функции мощности на пару полюсов или полюсного деления. Коэффициент d приближенно находится по формуле

$$d \approx 0,2 (aA^2 + bB_{\delta}^2 + cAB_{\delta}) / (2500 - 0,17v^2), \quad (5-3)$$

где v — окружная скорость ротора, $\text{м}/\text{с}$.

Электромагнитные потери, соответствующие первым трем членам числителя формулы (5-2), разделяют еще условно на основные и добавочные.

Первые вызваны главным магнитным полем и рабочим током, вторые — в основном магнитными полями рассеяния и пульсациями индукции в зазоре. Приблизительно, если не учитывать насыщение при нагрузке, можно сказать, что потери в режиме номинальной мощности являются суммой потерь в режимах холостого хода и короткого замыкания (кроме потерь в обмотке возбуждения, определяемых по полному току нагрузки). Некоторые виды добавочных потерь в режиме нагрузки меньше, а некоторые больше, чем в режиме короткого замыкания, но эта разница сказывается главным образом в высокоиспользованных машинах.

5-2. ПОТЕРИ В СЕРДЕЧНИКАХ ПРИ ХОЛОСТОМ ХОДЕ

Основными потерями в сердечниках статора и полюсов ротора при холостом ходе являются потери на перемагничивание (гистерезис) и потери от вихревых токов. В сердечнике статора эти потери обусловлены вращательным перемагничиванием от поля возбуждения, в полюсах ротора — пульсацией индукции, вызванной зубчатостью статора. Пульсации индукции, вызванные зубчатостью ротора, сказываются на потерях в статоре только при относительно малых зазорах, в остальных же случаях ими можно пренебречь.

Потери в зубцах P_z и ярме P_a сердечника статора при рабочей индукции (B_z и B_a) и рабочей частоте f определяются по формуле

$$P_{z, a} = k_{z, a} p_{z, a} (B_{z, a}/B_0)^2 (f/f_0)^{1,3} G_{z, a} 10^{-3}. \quad (5-4)$$

Здесь $k_{z, a}$ — коэффициент, учитывающий увеличение потерь под влиянием обработки: обычно для зубцов $k_z = 1,7$, для ярма $k_a = 1,3$; $p_{z, a}$ — удельные потери на единицу массы стали при базисной индукции B_0 и частоте f_0 , определяемые по стандарту или по данным испытаний ($B_0 = 1$ или $1,5$ Тл; $f_0 = 50$ Гц): в изотропных электротехнических сталях с одинаковыми свойствами по всем направлениям $p_z = p_a = p$; $G_{z, a}$ — масса стали.

В холоднокатаных текстурованных сталях значение p зависит от направления прокатки и удельные потери для зубцов p_z и ярма p_a могут быть разными в зависимости от того, как ориентированы зубцы при вырубке листа (обычно вдоль прокатки).

В машинах с относительно небольшим числом пар полюсов, а также при высоких индукциях силовые линии магнитного поля практически занимают самое различное положение по отношению к направлению прокатки. В этом случае, как и для изотропных сталей, можно принять $p_z = p_a = p$, но значение p определяется испытаниями, проведенными на кольцевых образцах.

Потери от осевой составляющей поля в крайних пакетах сердечника статора можно определить следующим образом.

Для данной конфигурации зубцовой зоны (для значений зазора и вылета магнитного сердечника ротора относительно сердечника статора) находим три значения осевой составляющей индукции по высоте зубца: B_1 , B_2 и B_3 , а по ним — ее среднее квадратическое значение

$$B_{\text{ср}} = [(B_1^2 + 4B_2^2 + B_3^2)/6]^{1/2}. \quad (5-5)$$

С учетом поверхностного эффекта [23] потери на единицу объема зубца крайнего пакета составят

$$p_{\text{кpo}} = B_{\text{ср}}^2 \frac{\omega \sqrt{\omega \mu \gamma}}{\sqrt{2} \cdot 4 \mu} b_z \frac{\text{sh}(\omega \mu \gamma / 2)^{1/2} b_z - \sin(\omega \mu \gamma / 2)^{1/2} b_z}{\text{ch}(\omega \mu \gamma / 2)^{1/2} b_z - \cos(\omega \mu \gamma / 2)^{1/2} b_z}. \quad (5-6)$$

Обычно $b_z = 0,02 \div 0,05$ м; $\gamma = 0,2(10^6 \div 10^7)$ См/м; $\mu = (10 \div 20)\mu_0$ и, следовательно,

$$b_z (\omega \mu \gamma / 2)^{1/2} = (60 \div 200) b_z.$$

При таких значениях аргумента последний сомножитель в формуле (5-6) будет практически равен единице и

$$\rho_{кр0} = B_{ср}^2 \omega^{3/2} (\gamma/\mu)^{1/2} b_z / (4 \sqrt{2}),$$

и для 50 Гц

$$\rho_{кр0} = 1000 B_{ср}^2 b_z (\gamma/\mu)^{1/2}.$$

Если считать, что осевая составляющая индукции полностью затухает на длине двух крайних пакетов, то общие потери в крайних пакетах будут

$$P_{кр0} = 0,333 \rho_{кр0} (G_{кр}/7800) 10^{-3} = 43 B_{ср}^2 (\gamma/\mu)^{1/2} b_z G_{кр} 10^{-6}, \quad (5-7)$$

где $G_{кр}$ — масса двух крайних пакетов с двух сторон машины.

Как показывает опыт, в ряде случаев требуется разрезать зубцы двух крайних пакетов для уменьшения потерь от осевой составляющей поля.

Пульсации индукции в воздушном зазоре с частотой зубчатости вызывают потери на поверхности полюсов ротора, определяемые по формуле

$$P_{p0} = 5,0 \Delta [(k_{с1} - 1) B_{\delta} t_1]^2 2 \rho S_{\delta} (zn)^{1,5}. \quad (5-8)$$

Здесь Δ — толщина листа полюса: $\Delta = 0,0015 \div 0,002$ м; B_{δ} — индукция в зазоре; t_1 — шаг по пазам статора; $k_{с1}$ — коэффициент Картера; S_{δ} — поверхность полюса, составляющая:

при длине шихтованной части полюса l_p , равной длине сердечника статора или большей ее,

$$S_{\delta} = b_p (l_t + 2\delta);$$

при $l_p < l_t$ (рис. 5-2)

$$S_{\delta} = b_p [l_p + 2l_{pf} (\delta/\delta_{pf})]^{1,5} (7/\Delta) 10^{-3},$$

Рис. 5-2. К расчету поверхностных потерь

где

$$\delta_{pf} = [\gamma\delta + a\delta_c + e(l_{pf} - \gamma - a)]/l_{pf};$$

$$e = [(l_{pf} - \gamma - a)^2 + (\delta + c)^2]^{1/2};$$

при немагнитной щеке полюса и $l_p < l_t$

$$S_{\delta} = b_p l_p.$$

При рифленой поверхности магнитной щеки последний член в квадратных скобках в формуле для S_{δ} уменьшается в два раза. При ухудшении качества штамповки или при проточке поверхности полюсов потери, подсчитанные по (5-8), могут увеличиться в 1,3—1,5 раза.

Потери на поверхности полюсов выделяются неравномерно из-за неравномерности зазора, поэтому удельные потери

$$\rho_{p0} = P_{p0}/(2\rho S_{\delta}) = 5,0 \Delta \{[k_{с1}(x) - 1] B_{\delta} t_1\}^2 (zn)^{1,5} \quad (5-9)$$

зависят от изменения $k_{с1}(x)$:

$$k_{с1}(x) = (10\delta_x + t_1)/(10\delta_x + b_{z1}),$$

где

$$\delta_x = \delta + 0,5x^2 \frac{R_i - R_p}{R_i R_p}$$

(R_i — радиус расточки статора; R_p — радиус башмака).

В гидрогенераторах с целым числом пазов на полюс и фазу шаг демпферной обмотки обычно выбирается неравным шагу по пазам статора ($t_2 \neq t_1$). В этом случае имеют место потери в демпферной обмотке, вызванные пульсациями потока, сцепляющегося с каждой парой соседних стержней. В крупных гидрогенераторах с большими зазорами эти потери относительно невелики, но в машинах с малыми зазорами их необходимо учитывать.

Потери в демпферной обмотке от гармонических порядка зубчатости статора при холостом ходе определяются по формуле

$$P_{c0} = 2,5pn_c r_c [t_1 (k_{C1} - 1) k_{C1} B_\delta / 2]^2 (k_{fz1} \Lambda_1 + k_{fz2} \Lambda_2) 10^4. \quad (5-10)$$

Здесь n_c — число стержней демпферной обмотки на один полюс; r_c — сопротивление стержня, Ом; k_{fz1} и k_{fz2} — коэффициенты вытеснения тока для демпферного стержня при частотах (в герцах) $f_z = zn/60$ и $2zn/60$:

$$k_{fz} \approx 80d_c [f_z 0,0175 \cdot 10^{-6} / (50\rho_c)]^{1,2}, \quad (5-11)$$

где d_c — диаметр и ρ_c — удельное сопротивление материала стержня; для медных стержней $k_{fz1} \approx 1,6d_c \sqrt{zn}$; $k_{fz2} \approx 2,3d_c \sqrt{zn}$; Λ_1 и Λ_2 — удельные магнитные проводимости:

$$\Lambda_1 = \frac{(1 - \cos \alpha) \alpha'_1}{\lambda_\delta + 2\lambda_{\pi f_{z1}} (1 - \cos \alpha)}; \quad \Lambda_2 = \frac{(1 - \cos 2\alpha) \alpha'_2}{\lambda_\delta + 2\lambda_{\pi f_{z2}} (1 - \cos 2\alpha)}, \quad (5-12)$$

где $\alpha'_1 \approx 1$; $\alpha'_2 = 0,4$;

$$\lambda_\delta = \frac{t_2 - b_{s2}}{\delta k_C}; \quad \lambda_{\pi f_{z1}} = \frac{0,66}{k_{fz1}} + \frac{h_{s2}}{b_{s2}} + 0,2;$$

$$\lambda_{\pi f_{z2}} = \frac{0,66}{k_{fz2}} + \frac{h_{s2}}{b_{s2}} + 0,2; \quad \alpha = 2\pi t_2 / t_1.$$

При относительно большой разнице между t_2 и t_1 и малом зазоре потери P_{c0} могут быть существенными.

Потери в зубцах демпферной системы от пульсаций индукции с частотой зубчатости при холостом ходе обычно невелики. Их можно не учитывать при $b_\pi / \delta \leq 2$. Эти потери можно рассчитать по формуле, аналогичной формуле для расчета пульсационных потерь в зубцах ротора асинхронной машины:

$$P_{p0z} = k'_0 [B_{z2} C_{pz} z f / (p \cdot 50)]^2 G_z 10^{-3}, \quad (5-13)$$

где B_{z2} — индукция в зубцах демпферной обмотки; C_{pz} — коэффициент пульсаций:

$$C_{pz} \approx 1,5 [(b_\pi - 2\delta) / t] (1 - t_2 / t_1); \quad (5-14)$$

k'_0 — коэффициент потерь, составляющий 0,325 для электротехнической стали марки 1211 толщиной 0,5 мм; 0,8 — для нелегированной стали толщиной 1 мм и 1,3 — для этой же стали толщиной 2 мм.

Строго говоря, при наличии демпферной системы и потерь в ней от пульсаций индукции с частотой зубчатости уменьшаются поверхностные и пульсационные потери в стали. Однако учет этого уменьшения сложен и не дает требуемой точности, поэтому с некоторым приближением будем считать, что только потери от гармонических порядка зубчатости определяются в стали и в демпферной системе независимо.

Таким образом, сумма потерь в сердечниках при холостом ходе составляет

$$P_{cт0} = P_a + P_z + P_{p0} + P_{кр} + P_{c0} + P_{p0z}. \quad (5-15)$$

5-3. ПОТЕРИ В ОБМОТКАХ И СЕРДЕЧНИКАХ ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ

Основные потери в обмотке и потери, вызванные магнитным полем рассеяния в пазовой части. Основные потери в обмотке статора от тока нагрузки определяются по формуле

$$P_{m1} = 3I_{\phi}^2 r_a (T) 10^{-3}, \quad (5-16)$$

где $r_a(T)$ — сопротивление обмотки статора при средней рабочей температуре T , соответствующей данному классу изоляции и данной системе охлаждения, Ом.

Добавочные потери в обмотке статора возникают из-за полей рассеяния в пазовой и лобовой части. Мы рассмотрим эти виды потерь в отдельности.

Индукция поля рассеяния в пазовой части растет линейно от нуля у дна паза до максимального значения у верхней грани проводника. Элементарные проводники, из которых состоит стержень стержневой обмотки или отдельные витки катушечной обмотки, оказываются при этом сцепленными с различными магнитными потоками. Между ними возникают циркуляционные ЭДС. Чтобы избежать протекания циркуляционных токов между отдельными элементарными проводниками стержня или витка, эти проводники транспонируют в пазовой части [16]. Кроме того, внутри самих элементарных проводников происходит вытеснение тока поперечным полем, что ведет к увеличению их сопротивления; поэтому элементарные проводники должны быть достаточно малых размеров.

Сопротивление транспонированной обмотки переменному току частотой f составляет

$$r = r_a (T) (1 + \epsilon k_F).$$

Здесь k_F — коэффициент Фильда, определяемый по формуле

$$k_F = 0,107 (f/50)^2 (2b/b_{\Pi})^2 n^2 a^4 10^8; \quad (5-17)$$

b и a — ширина и высота элементарного проводника, м; ϵ — отношение длины пазовой части обмотки к длине витка обмотки:

$$\epsilon = (l_t - n_r b_r) / (0,5 l_a); \quad (5-18)$$

$n_r b_r$ — суммарная ширина радиальных вентиляционных каналов в сердечнике статора.

Для приближенного учета добавочных потерь, вызванных полем рассеяния в лобовой части, можно в первом приближении считать $\epsilon = 1$. Более точный метод расчета этих потерь изложен ниже.

Если стержень состоит из полых и сплошных проводников высотой a_1 и a_2 и числом n_1 и n_2 по высоте, то коэффициент Фильда при размерах канала в полном проводнике $a_k b_k$ можно рассчитать по формуле

$$k_F = 0,107 [f 2b / (50 b_{\Pi})]^2 \{ n_1^2 a_1^4 [1 + n_2 a_2 / (n_1 a_1)] [1 - a_k b_k / (a_1 b_1)] [1 - a_k^3 b_k / (a_1^3 b_1)] + n_2^2 a_2^4 [1 + n_1 a_1 / (n_2 a_2)] \} 10^8. \quad (5-19)$$

В катушечной многовитковой обмотке с числом витков $S_{\Pi}/2$ возникают циркуляционные токи между проводниками одного витка. Коэффициент добавочных потерь, возникающих вследствие этого в катушках без транспозиции лобовых частей, составляет

$$k_{\Pi} = 0,019 [\epsilon 2b / (S_{\Pi} b_{\Pi})]^2 n^4 a^4 \cdot 10^8, \quad (5-20)$$

так что для такой обмотки

$$k_f = k_F + k_{\Pi}. \quad (5-21)$$

Добавочные потери в пазовой части от вытеснения тока составляют

$$P_f = P_{M1} k_f.$$

Потери от циркуляционных токов, вызванных полем рассеяния в торцевых зонах. Магнитное поле в торцевой зоне, являющееся результатом взаимодействия МДС лобовых частей статора и ротора, наводит в проводниках стержневой обмотки ЭДС. Вызванные этими ЭДС циркуляционные токи за-

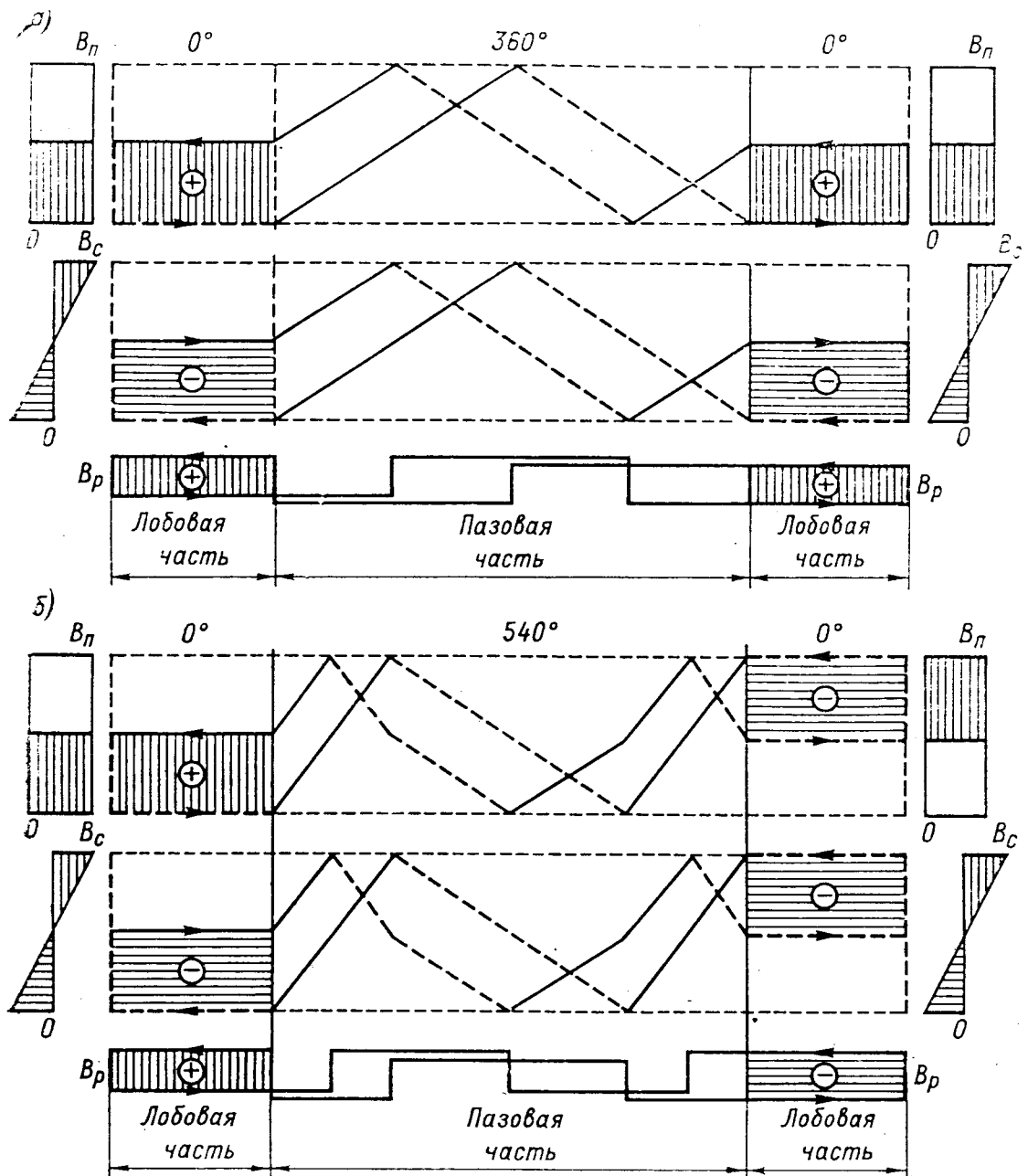


Рис. 5-3. Условия компенсации циркуляционных ЭДС при транспозиции проводников в пазовой части на 360° (а) и 540° (б)

мыкаются через места спайки проводников в головках обмотки. Как видно из рис. 5-3, а, при транспозиции проводников в пазовой части на 360° ЭДС, наведенные в двух лобовых частях, суммируются. На рис. 5-3 условно показаны эпюры тангенциальной составляющей индукции по высоте стержня в лобовой части, вызванной «посторонним» (B_{τ}) и «собственным» (B_c) полем [16]. В натуре эти эпюры имеют более сложный характер.

При транспозиции проводников в пазовой части на 540° (рис. 5-3, б) циркуляционные ЭДС двух лобовых частей направлены встречно и в значительной мере компенсируются. Не компенсируются ЭДС, вызванные «соб-

ственным» полем. На степени компенсации сказывается также несинфазность ЭДС, обусловленная в петлевых обмотках различной длиной лобовых частей, а в волновых обмотках — их отгибом в разные стороны.

Однако, так как индукция по длине лобовой части падает достаточно интенсивно, циркуляционные ЭДС двух лобовых частей волновой обмотки при транспозиции проводников на 540° оказываются ориентированными под углом α ($90^\circ < \alpha < 180^\circ$) и частично взаимно компенсируются. Для дополнительного снижения циркуляционных ЭДС транспонируют лобовые части обмотки, однако, строго говоря, шаг такой транспозиции должен быть переменным. Наилучших результатов можно добиться, транспонируя лобовые части на 360° , разбивая их по высоте на два «потока» [16].

В гидрогенераторах осуществление такой схемы связано с серьезными технологическими трудностями из-за малой длины лобовой части. Кроме того, транспозиция в пазовой части на 540° также затруднена из-за относительно небольшой длины сердечника. Для оценки необходимости применения более сложной схемы транспозиции по сравнению с традиционной надо рассчитать добавочные потери, вызванные полем в торцевой зоне.

Обобщение данных измерений, выполненное В. В. Коган и Л. М. Канторович, позволяет относительно просто найти тангенциальную составляющую индукции в зоне лобовой части обмотки.

Воспользовавшись диаграммой МДС в торцевой зоне, можно определить долю МДС ротора y , «участвующую» в создании тангенциальной составляющей индукции вдоль лобовой части. Если в опытах холостого хода и короткого замыкания найдены индукции $B_{\tau 0} = \lambda y i_0$ и $B_{\tau k} = \lambda (y + 1) i_k$ при токах ротора i_0 и статора i_k соответственно, то

$$y = (B_{\tau 0} / B_{\tau k}) (i_k / i_0) / [1 - (B_{\tau 0} / B_{\tau k}) (i_k / i_0)].$$

Эта величина для разных точек по длине лобовой части, естественно, является функцией осевой координаты $\tilde{z} = z / l_s$, где z отсчитывается от торца сердечника статора:

$$y \approx 1 / (1 + 3\tilde{z}^{1.5}). \quad (5-22)$$

Магнитная проводимость также является функцией \tilde{z} и примерно обратно пропорциональна длине силовой линии магнитного поля, равной:

для верхнего стержня

$$l_{mв} = \tau + \pi [(h_c + h_{кл} + 0,5\delta + z \sin \alpha)^2 + z^2]^{1/2};$$

для нижнего стержня

$$l_{mн} = \tau + \pi [(0,5h_a + h_c - z \sin \alpha)^2 + z^2]^{1/2},$$

где h_a — высота ярма; h_c — высота стержня; $h_{кл}$ — высота клина и δ — размер зазора.

Так как ширина трубки магнитной индукции увеличивается с ростом \tilde{z} , в целом индукция на высоте h (считая от расточки статора) определяется следующей формулой, полученной в результате эксперимента:

$$B_\tau(z) = [\mu_0 \tau A_{2\lambda}(z) / l_m(z)] [a + b \cos 1,25\pi(z - 0,1)]. \quad (5-24)$$

Здесь $A_{2\lambda}$ — линейная нагрузка ротора при токе $\bar{i}_\lambda = \bar{i}_k + y\bar{i}_0$:

$$A_{2\lambda} = 2i_\lambda \omega_e / \tau;$$

a и b — коэффициенты, равные: для верхних стержней $a = 1,67$, $b = 0,8$; для нижних стержней $a = 0,6$, $b = 0,25$.

Определим с помощью формулы (5-24), подставив в нее $l_{mв}$ и $l_{mн}$, индукцию $B_{\tauв}$ — для верхнего и $B_{\tauн}$ — для нижнего стержня и построим по опытным данным зависимость индукции от h :

$$B_\tau(h) = B_{\tauв} \sigma \left(\frac{h}{2h_c} \right)^m; \quad \sigma = \frac{B_{\tauн}}{B_{\tauв}}; \quad m \approx 0,37, \quad (5-25)$$

необходимую для расчета циркуляционных ЭДС.

Для расчета добавочных потерь в режиме короткого замыкания надо усреднить индукцию $B_{\tau}(z)$ по длине лобовой части, проинтегрировав выражение (5-24) по z .

В результате получим формулы:

для режима холостого хода

$$B_{\tau в. ср 0} = k_{в0} 2\omega e i_0 / (l_{m ср} \cdot 10^6);$$

$$B_{\tau н. ср 0} = k_{н0} 2\omega e i_0 / (l_{m ср} \cdot 10^6);$$

для режима короткого замыкания

$$B_{\tau в. ср k} = k_{вk} 2\omega e i_k / (l_{m ср} \cdot 10^6);$$

$$B_{\tau н. ср k} = k_{нк} 2\omega e i_k / (l_{m ср} \cdot 10^6).$$

(5-26)

Здесь $l_{m ср}$ — средняя длина силовой линии, определяемая по формуле (5-23) при $z=0,5 l_s$; коэффициенты имеют следующие значения: $k_{в0}=0,9$; $k_{н0}=0,22$; $k_{вk}=2,6$; $k_{нк}=0,39$.

Для расчета потока, сцепляющегося с парой соседних проводников в лобовой части, находим $B_{\tau ср}(h)$ по формуле (5-25) для h , соответствующего положению данной пары проводников по высоте, и определяем поток:

$$\Phi_{ц} = B_{\tau ср}(h) \Delta h l_s. \quad (5-27)$$

Тогда циркуляционную ЭДС между двумя соседними проводниками под номерами n и $n-1$ находим по формуле

$$e_{ц} = 4,44 f \Phi_{ц} / 2.$$

Для двух лобовых частей петлевой или волновой обмотки

$$e_{ц} = (e_{ц1}^2 + e_{ц2}^2 + 2e_{ц1}e_{ц2} \cos \theta_{12})^{1/2}.$$

В петлевой обмотке $\theta_{12}=0$ при транспозиции на 360° и $\theta=180^\circ$ при транспозиции на 540° ; в волновой обмотке в среднем эти значения будут 65° и 115° .

Для расчета циркуляционных токов составляется система уравнений вида

$$I_{1ц} z_1 + I_{2ц} z_2 = e_{ц12};$$

$$I_{2ц} z_2 + I_{3ц} z_3 = e_{ц23};$$

.....

$$I_{(n-1)ц} z_{(n-1)} + I_{nц} z_n = e_{ц(n-1)n}; \quad \sum_{k=1}^n I_{кц} = 0.$$

(5-28)

Здесь $z_n = \sqrt{r_n^2 + x_n^2}$ — полное сопротивление проводника в пазовой и лобовой частях.

Индуктивное сопротивление одного проводника, не зависящее благодаря транспозиции от его положения в стержне, составляет

$$x_{пр} = 1,1 \cdot 2\pi f \mu_0 l_t [a/(3b_n) + (h_c/2 + h_{кл})/b_n], \quad (5-29)$$

где a — высота проводника.

Активное сопротивление

$$r_{пр} = 0,5 l_a \rho(T) / q_{пр}, \quad (5-30)$$

где l_a — длина витка; $q_{пр}$ — сечение проводника; $\rho(T)$ — удельное сопротивление.

При малом (по сравнению с активным) индуктивном сопротивлении полный ток проводника складывается из тока нагрузки и циркуляционного тока, сдвинутого по фазе на 90° :

$$I_{\text{пр}} = \sqrt{I_{\text{ц}}^2 + I_{\text{н}}^2};$$

при значительном отношении $x_{\text{пр}}/r_{\text{пр}} = \text{tg } \gamma$

$$I_{\text{пр}} = \sqrt{I_{\text{ц}}^2 + I_{\text{н}}^2 + 2I_{\text{н}}I_{\text{ц}} \cos \gamma}.$$

Вычисляя потери во всех проводниках и суммируя их, получим суммарные потери и потери от циркуляционных токов $P_{\text{ц}}$ как разность между суммарными потерями и $I_{\text{н}}^2 r_{\text{а}}$.

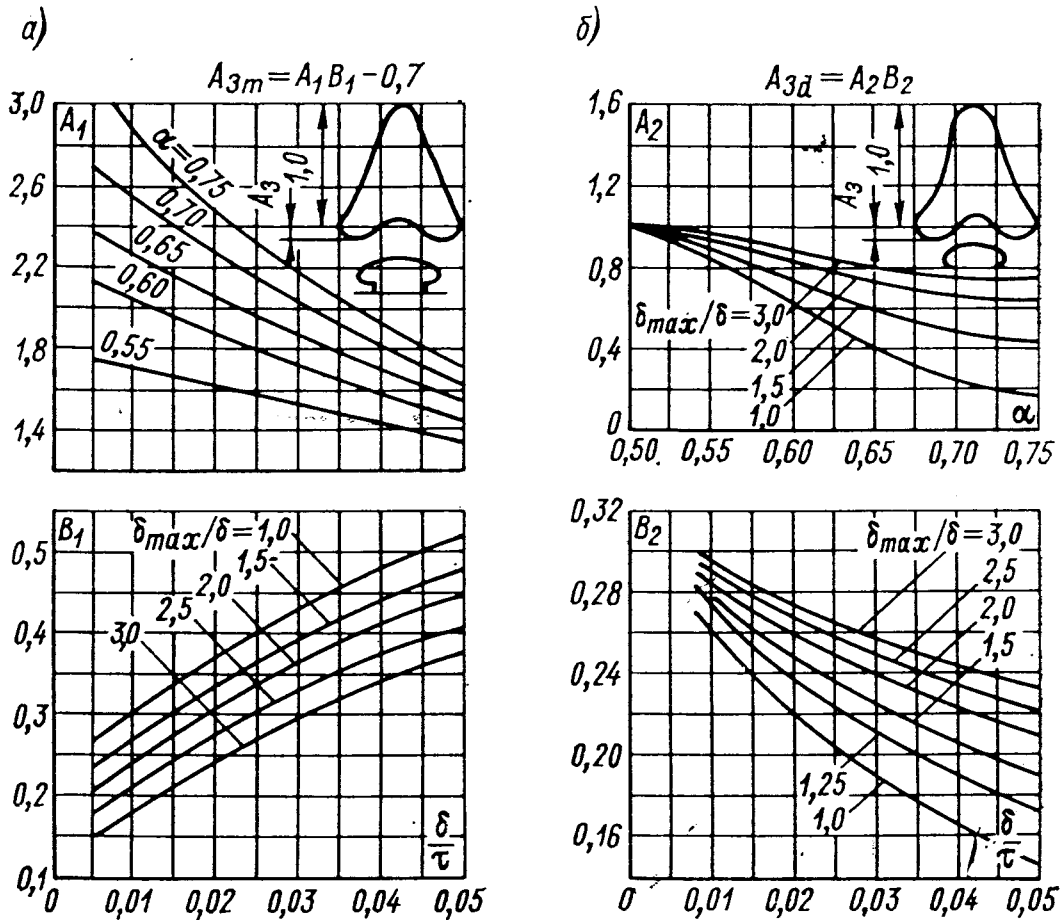


Рис. 5-4. К расчету потерь от третьей гармонической поля

Достаточно произвести несколько расчетов для обмоток разных типов, чтобы получить данные для оценки необходимости применения более сложных способов транспозиции проводников в стержне.

Добавочные потери от циркуляционных токов достигают максимума в самых верхних проводниках, в которых, естественно, максимальны также и потери от вытеснения тока в пазовой части.

Потери в сердечниках при коротком замыкании. Все потери, определяемые в режиме короткого замыкания при номинальном токе статора, считаются пропорциональными квадрату тока. В тех случаях, когда это не так, в формулы вводятся нужные зависимости.

Потери от третьей гармонической поля при коротком замыкании возникают в зубцах сердечника статора. Третья гармоническая поля имеется в кривой поля возбуждения и в кривой поля реакции якоря. Основные гармонические поля возбуждения и реакции якоря в режиме короткого замыкания

взаимно компенсируются, третьи гармонические при обычной конфигурации полюсов усиливаются.

Суммарное значение третьей гармонической поля может быть найдено с помощью рис. 5-4 по формуле

$$B_3 = B_{z1/2} (A_{3m} x_d I / I_{\text{ном}} + 1,27 A_{3d} x_{ad} I / I_{\text{ном}}), \quad (5-31)$$

где A_{3m} и A_{3d} определяются по рис. 5-4, а, б.

Потери в зубцах от третьей гармонической поля составляют

$$P_t = 10,7 p_{z1,0} B_3^{1,25} G_z. \quad (5-32)$$

Как видно из (5-32), значение P_t , строго говоря, нельзя считать пропорциональным квадрату тока, а лишь току в степени 5/4. Необходимо отметить также, что в сильно насыщенных машинах значения B_3 (и потерь P_t) нужно проверять численным расчетом поля.

Потери на поверхности полюсов в режиме короткого замыкания при отсутствии демпферной обмотки определяются по известному гармоническому составу поля реакции обмотки статора.

Гармоническая МДС порядка ν определяется, если известен ее обмоточный коэффициент $k_{w\nu}$:

$$F_\nu = F_1 k_{w\nu} / (\nu k_{w1}), \quad (5-33)$$

где F_1 — основная гармоническая МДС.

Затем можно найти среднюю индукцию гармонической порядка $\nu = 3k \pm 1$ (при знаке плюс гармоническая прямого вращения, при знаке минус — обратного вращения).

Индукция B_ν на поверхности полюса составляет

$$B_\nu = \mu_0 F_\nu k_\nu / (\delta k_C), \quad (5-34)$$

где k_ν — коэффициент затухания ν -й гармонической поля:

$$k_\nu = (\pi \delta k_C \nu / \tau) \operatorname{sh} (\pi \delta k_C \nu / \tau). \quad (5-35)$$

В обмотках с дробным q (двухслойных и однослойных) могут существовать низшие и дробные гармонические МДС, которые также нужно учитывать при расчете потерь. Кроме того, при определении B_ν необходимо учитывать насыщения магнитной цепи в режиме нагрузки либо приближенно, либо с помощью численного расчета поля (см. гл. 2).

Потери на поверхности полюсов

$$P_{ph} = \sum_{\nu=1}^m P_{ph\nu} = \sum_{\nu=1}^m 5 \Delta (B_\nu \tau / \nu) (\nu \pm 1)^{1,5} (f/50)^{1,5} 2 p S_\delta \cdot 10^3. \quad (5-36)$$

Знак плюс в выражении $\nu \pm 1$ нужно принимать для гармонической поля обратного вращения.

При наличии демпферной обмотки потери на поверхности полюсов будут меньше, так как МДС несинхронно вращающихся гармонических поля будет ослаблена примерно в k_d раз:

$$k_{d\nu} = x_{kd\nu} / (x_{adv} + x_{kd\nu}) \approx \nu^2 x_{kd} / (x_{ad} + \nu^2 x_{kd}), \quad (5-37)$$

и, следовательно, потери на поверхности должны вычисляться по формуле

$$P_{ph} = \sum_{\nu=1}^m P_{ph\nu} k_{d\nu}^2. \quad (5-38)$$

Одновременно необходимо учесть потери в демпферной системе, определив среднее значение тока в стержне от каждой гармонической поля

$$I_{cv} = 3vF_v (1 - k_{dv}) t_2/\tau$$

и найдя потери в стержнях

$$P_{pc} = 2\rho \sum_{n=1}^{n_c} \sum_{v=1}^m I_{cv}^2 k_{Fv} r_c, \quad (5-39)$$

где r_c — сопротивление стержня, Ом; k_{Fv} — коэффициент Фильда для стержня при частоте $(v \pm 1)f$.

Потери от гармонических МДС порядка зубчатости статора при коротком замыкании на поверхности полюсов, в демпферной обмотке и пульсационные в зубцах полюсов можно рассчитать по формуле

$$P_{pz} = \{2\rho x_{ad}/[z(k_{C1} - 1)]\}^2 (P_{p0} + P_{c0} + P_{oz2}). \quad (5-40)$$

Потери от торцевого поля в зубцах крайних пакетов при коротком замыкании обычно невелики, так как осевая составляющая индукции в этом случае на уровне зубцов значительно ниже, чем при холостом ходе. Однако потери в ярме крайнего пакета и в нажимной плите могут быть значительными, особенно в высокоиспользованных машинах.

Потери в нажимных плитах и крайних пакетах сердечника статора при коротком замыкании можно подсчитать по формуле

$$P_{ed} = 40 (A\tau/10^5)^{2,5} (f/50)^2 D_i \tau. \quad (5-41)$$

Эти потери, как следует из формулы (5-41), пропорциональны не квадрату тока, а току в степени 2,5.

Суммарные потери короткого замыкания в обмотках и сердечниках составляют

$$P_{к.з} = P_{m1} + P_f + P_{ц} + P_t + P_{ph} + P_{pz} + P_{pc} + P_{ed}. \quad (5-42)$$

5-4. ПОТЕРИ НА ВОЗБУЖДЕНИЕ

Потери в обмотке возбуждения и щеточном контакте при номинальном токе возбуждения i_e равны

$$P_e = (i_e^2 r_e + 2i_e) 10^{-3}, \quad (5-43)$$

где r_e — сопротивление обмотки возбуждения при рабочей температуре.

Потери в возбудителе и преобразователе (если таковой имеется) учитываются с помощью коэффициента полезного действия устройства возбуждения η_e , так что полные потери на возбуждение составляют

$$P'_e = P_e/\eta_e. \quad (5-44)$$

5-5. МЕХАНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ

Механические потери складываются из потерь на трение ротора о воздух, потерь на вентиляцию, потерь в подпятнике и подшипниках.

Расчет потерь на трение о воздух $P_{тр}$, в подпятнике и подшипнике $P_{мх}$ приводится в гл. 6 и 10. Потери на вентиляцию определяются в результате вентиляционного расчета по формуле

$$P_{вент} = QH, \quad (5-45)$$

где Q — расход воздуха, м³/с; H — напор, Па.

Таким образом, полные потери в режиме нагрузки составляют

$$\Sigma P = P_{ст0} + P_{к.з} + P_e + P_{мх} + P_{вент} + P_{тр}. \quad (5-46)$$

НАГРЕВАНИЕ И ОХЛАЖДЕНИЕ**6-1. СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ**

При работе электрической машины в ней выделяется теплота, представляющая собой потери, которые возникают при взаимных превращениях механической и электрической энергии. В общем случае к этим потерям относятся джоулевы потери в проводниках, потери на вихревые токи и перемагничивание в магнитных и проводящих массах, потери на трение вращающихся частей и в подшипниках и потери на циркуляцию охлаждающей среды. Все эти потери и являются причиной нагревания активных и конструктивных частей электрических машин.

подавляющее большинство гидрогенераторов охлаждается воздухом, причем в средних и крупных гидрогенераторах применяется система косвенного воздушно-водяного охлаждения с *замкнутым циклом вентиляции*. Воздух, циркулирующий через машину, проходит затем через водяные воздухоохладители, где охлаждается проточной водой, и вновь поступает в машину. Замкнутая система вентиляции обеспечивает чистоту воздуха и тем самым предотвращает засорение отдельных каналов (в первую очередь вентиляционных каналов статора).

На практике часто применяется *частично разомкнутый цикл вентиляции* с выпуском горячего воздуха из генератора в машинный зал ГЭС для его обогрева; при этом используется до 20 % расхода воздуха, проходящего через воздухоохладители. Отбор горячего воздуха из гидрогенератора допускается при условии, что все строительные, монтажные и отделочные работы в машинном зале завершены и по этой причине засорение машины исключено, а также при условии подпитки ее чистым свежим воздухом.

В гидрогенераторах малой мощности применяется также *разомкнутая система вентиляции*.

Независимо от мощности в гидрогенераторах, как правило, реализуется *принцип автономности системы охлаждения*: ротор служит вентилятором, а мощность, затрачиваемая на циркуляцию воздуха, поступает непосредственно с вала гидроагрегата. Благодаря своей простоте и надежности *система самовентиляции* используется практически до тех пор, пока напор, развиваемый ротором, оказывается достаточным для обеспечения нужного расхода воздуха или пока требования повышения электромагнитного использования машины (в машинах с большой мощностью на полюс) и энергетических показателей либо условия размещения не вынуждают перейти к более интенсивным, но сложным *принудительным системам охлаждения*. Исключения составляют отдельные опытные машины, созданные

для проверки в эксплуатационных условиях новых конструкций.

Принудительные системы охлаждения нашли применение прежде всего в гидрогенераторах очень большой мощности — несколько сот тысяч киловатт, в крупных генераторах с высокими частотами вращения, в капсульных и некоторых обратимых гидрогенераторах. Это прежде всего жидкостные системы охлаждения, а также системы принудительного охлаждения воздухом, предусматривающие установку посторонних, отдельно стоящих нагнетательных элементов с самостоятельным приводом.

Поскольку в гидрогенераторах принудительная вентиляция применяется крайне редко, здесь будут рассмотрены только основные схемы самовентиляции. Обычно по способу подачи воздуха различают радиальные, осевые или аксиальные и радиально-осевые схемы вентиляции. Характер циркуляции охлаждающего воздуха в этих схемах ясен из их наименования.

При *радиальной системе вентиляции* воздух поступает в звезду ротора (обычно двумя потоками — сверху и снизу) и затем под действием избыточного давления, создаваемого вращающимся ротором, проходит через каналы в ободу ротора, промежутки между полюсами, воздушный зазор, каналы сердечника статора, выходит в корпус статора и через отверстия в корпусе — в охладители. Пройдя охладители, воздух по каналам в фундаменте и между лапами верхней крестовины вновь поступает в генератор. Часть воздуха либо минуя ротор, либо непосредственно из звезды ротора с помощью систем щитов или специальных раструбов направляется в камеры лобовых частей, откуда частично, через межполюсные промежутки и воздушный зазор, проходит в каналы статора, а частично, между пальцами нажимных гребенок и через отверстия за нажимными плитами, — на тело статора. Во избежание обратного перетекания воздуха из камер лобовых частей за вентилятор ставятся воздухоразделяющие щиты.

Наибольшими возможностями для обеспечения необходимых расходов воздуха как через каналы статора, так и через камеры лобовых частей обладают центробежные вентиляторы. Они используются во всем диапазоне частот вращения, причем являются основными напорными элементами в гидрогенераторах, у которых не удастся выполнить достаточное число радиальных каналов в роторе. В гидрогенераторах с шихтованными ободами роторов нашли применение встроенные центробежные вентиляторы, которые выполняются как каналы высотой 60—120 мм между пакетами у торцов обода; лопатками вентиляторов служат установленные в каналах распорки.

В последние годы получила развитие схема вентиляции с использованием давления, развиваемого спицами в торцевых зонах. Одна из модификаций этой схемы предусматривает установку вертикальных воздухоразделяющих щитов по диаметру,

меньшему диаметра размещения перепускных окон в остове ротора (рис. 6-1). Эта схема весьма эффективна, позволяет отказаться от торцевых вентиляторов, но может затруднить обслуживание тормозов. Этот недостаток устраняется, если нижние вертикальные воздухоразделяющие щиты устанавливаются по диаметру, большему диаметра размещения тормозной системы. В этом случае на нижний торец ротора устанавливается центробежный вентилятор. Обе эти модификации не исключают загрязнения нижних лобовых частей обмоток тормозной пылью.

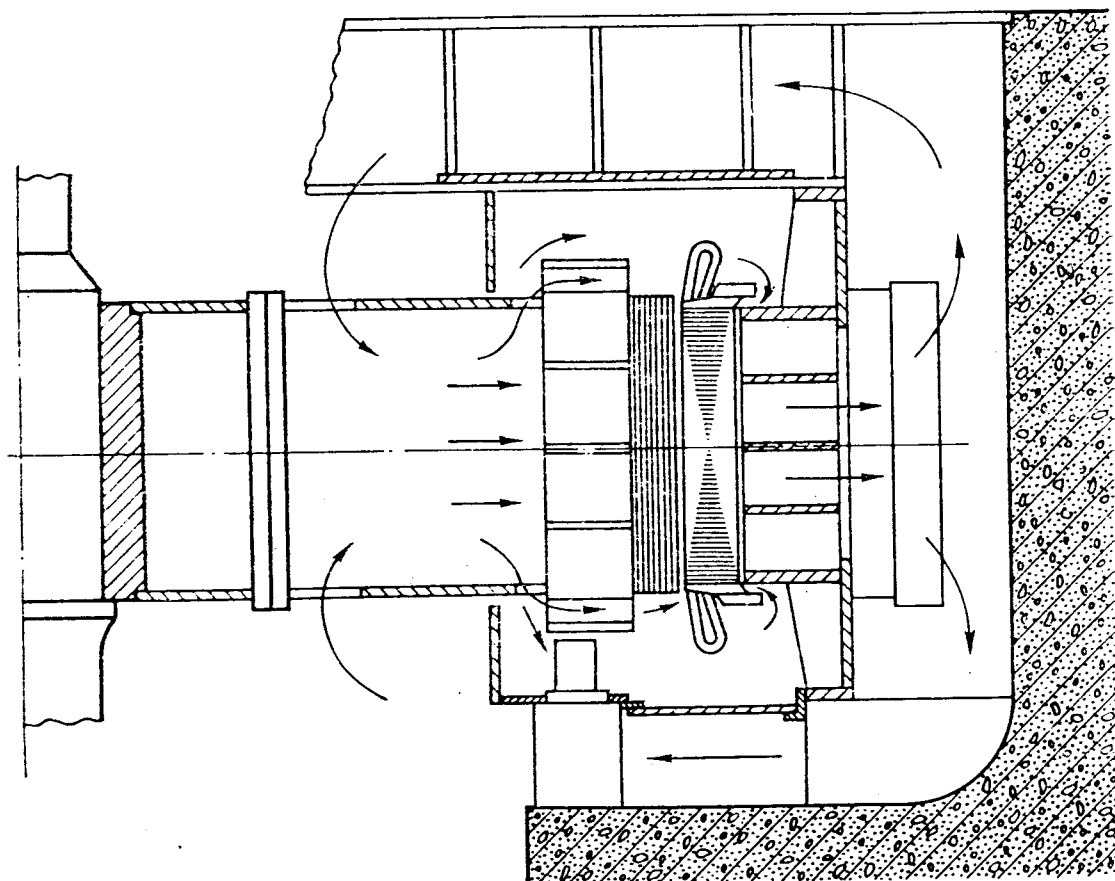


Рис. 6-1. Радиальная схема вентиляции

Вероятность загрязнения может быть значительно снижена при переходе к схеме, при которой крайние каналы между пакетами обода ротора выполняются как встроенные центробежные вентиляторы и охлаждающий воздух из спиц ротора попадает непосредственно в каналы обода.

При чисто *аксиальной системе вентиляции* воздух поступает в машину с одной стороны, проходит по нескольким параллельным ветвям — между полюсами, в воздушном зазоре, по продольным каналам и за телом сердечника статора, после чего выходит с другой стороны машины.

В связи с неизбежным значительным перепадом температуры в аксиальном направлении, трудностями обеспечения достаточно эффективного охлаждения всех активных частей, а также некоторым усложнением конструкции машин эта

система вентиляции не получила сколько-нибудь широкого применения. Исключение составляют горизонтальные капсульные гидрогенераторы с принудительным аксиальным охлаждением воздуха нормального или повышенного давления.

При *смешанной радиально-аксиальной вентиляции* (рис. 6-2) воздух поступает в машину сверху и снизу и с помощью пропеллерных (осевых) вентиляторов, расположенных на торцах обода ротора, направляется в межполюсное пространство и распределяется по радиальным каналам сердечника статора. Часть воздуха попадает в камеры лобовых частей, для интен-

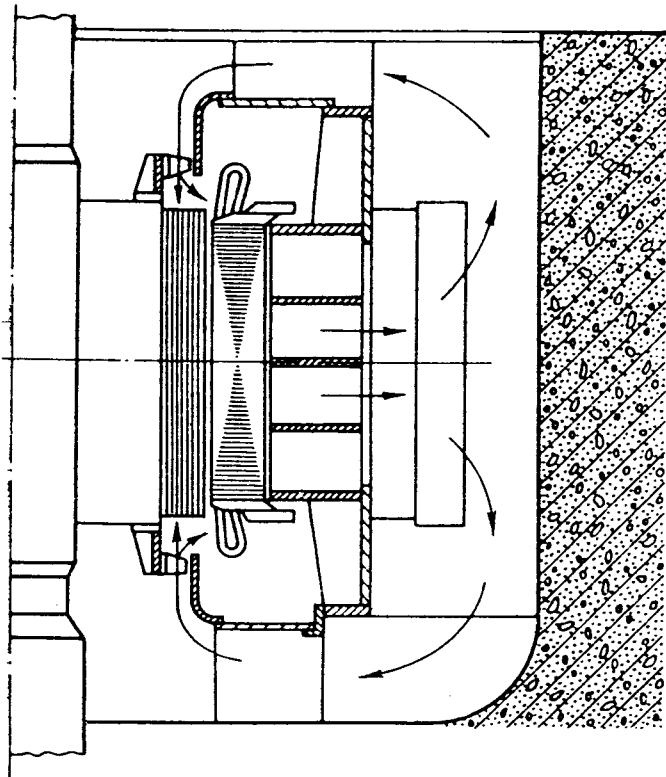


Рис. 6-2. Радиально-аксиальная схема вентиляции

сификации охлаждения которых в корпусе статора могут выполняться окна, что обеспечивает сквозное движение воздуха.

В схемах вентиляции гидрогенераторов осевые вентиляторы обеспечивают по сравнению с центробежными того же диаметра меньшие статические давления. Поэтому применение осевых вентиляторов ограничивается гидрогенераторами с относительно небольшими аэродинамическими сопротивлениями вентиляционного тракта. Вместе с тем, поскольку осевые вентиляторы характеризуются значи-

тельно меньшими удельными затратами мощности на охлаждение, их применение наиболее эффективно в гидрогенераторах с относительно высокими вентиляционными потерями. По этой причине при окружных частотах вращения 60 м/с и выше предпочтение обычно отдается радиально-аксиальной схеме вентиляции. Однако лимитирование аксиальных размеров машины может стать препятствием для применения осевых вентиляторов. В диапазоне частот вращения 30—60 м/с в зависимости от особенностей компоновки и конкретных технических данных машины могут быть использованы оба основных типа вентиляторов. Наконец, при частотах вращения, меньших 30 м/с, применение схемы радиальной вентиляции является обязательным.

Ранее широко применявшиеся ковшевые вентиляторы, как показали исследования, создают незначительные дополнительные давления и служат в основном для улучшения условий входа воздуха в межполюсные промежутки. По этой причине

в современных крупных гидрогенераторах, характеризующихся большей интенсивностью охлаждения, ковшевые вентиляторы практически не используются. Отказ от них позволил также улучшить условия проведения ремонтных работ.

Наряду с описанными выше системами *косвенного воздушного охлаждения* в последние годы получили развитие системы *непосредственного и форсированного охлаждения*. Для их осуществления в элементах конструкции, в которых выделяется теплота, выполняются каналы, по которым циркулирует охлаждающая среда.

Внедрение систем непосредственного охлаждения, характеризующихся большей эффективностью и экономичностью, позволило резко повысить удельные электромагнитные и тепловые нагрузки машин и повысить их единичную мощность. При этом в гидрогенераторах в качестве охлаждающего агента применяется обычно вода.

В настоящее время практически реализованы конструктивные схемы *непосредственного водяного охлаждения* всех основных элементов, в которых выделяются значительные потери: обмоток статора и возбуждения, шинопроводов, сердечников статора и полюсов ротора, демпферной системы, нажимных гребенок статора. Некоторые из этих схем получили достаточно широкое распространение, другие применяются весьма ограниченно. Решение о целесообразности перехода к системам непосредственного водяного охлаждения принимается при проектировании каждой новой мощной машины с учетом всей совокупности предъявляемых к ней технических требований и степени усложнения конструкции машины и ее эксплуатации.

Во многих случаях осуществляются *системы охлаждения смешанного типа*, в которых для одних, наиболее напряженных в тепловом отношении, элементов используется непосредственное водяное охлаждение, для других — воздушное. Примером могут служить крупнейшие гидрогенераторы Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС, в которых обмотки и шины статора охлаждаются непосредственно водой, обмотки возбуждения имеют форсированное воздушное охлаждение, причем форсирование охлаждения достигается выполнением поперечных каналов в витках катушек полюсов. Остальные элементы конструкции имеют традиционное косвенное воздушное охлаждение.

6-2. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВЕНТИЛЯЦИОННОГО РАСЧЕТА

Охлаждающий агент (газ или жидкость) при циркуляции по каналам вентиляционного тракта машины преодолевает сопротивление своему движению, и, следовательно, для обеспечения его циркуляции требуется затратить механическую работу. Ее совершает вентилятор, который создает между входным и выходным сечениями вентиляционного тракта разность давле-

ний, называемую *напором вентилятора*. По мере движения охлаждающего агента давление падает, т. е. расходуется напор. Ввиду постепенности снижения давления можно считать, что полный напор складывается из отдельных частичных перепадов давления. Это означает, что вся схема охлаждения машины может быть представлена как некоторая комбинация отдельных ее простейших участков, на которых имеются частичные перепады давления.

Экспериментальным путем найдено, что перепад давления H пропорционален кинетической энергии A , запасенной в единице объема движущейся среды. Этот факт выражается равенством

$$H = \xi A = \xi \frac{\gamma}{2g} v^2 = \xi \frac{\gamma}{2g} \frac{1}{F^2} Q^2, \quad (6-1)$$

где γ — плотность среды; F — сечение канала; Q — расход охлаждающего агента.

Выражение (6-1) принято записывать в виде

$$H = ZQ^2, \quad (6-2)$$

причем

$$Z = \xi \frac{\gamma}{2g} \frac{1}{F^2} \quad (6-3)$$

называется *аэродинамическим* (или гидравлическим) *сопротивлением* и измеряется в паскалях-секундах в квадрате на метр в шестой степени ($\text{Па} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$).

Коэффициент пропорциональности ξ называется коэффициентом аэродинамического (или гидравлического) сопротивления и является безразмерной величиной, что создает определенные удобства при проведении расчетов. Определение этого коэффициента и влияющих на него факторов является целью многих экспериментальных исследований.

На практике часто рассчитывают величину $\zeta = \xi(\gamma/2g)$, называемую приведенным коэффициентом аэродинамического сопротивления. Для воздуха при $p = 0,1$ МПа и $\Theta = 25$ °С $\gamma = 1,20$ кг/м³, и тогда

$$\zeta = \frac{\gamma}{2g} \xi = \frac{1,20}{2 \cdot 9,81} \xi = 0,0612 \xi \text{ кг} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4.$$

Для пересчета плотности газа на другие значения давления и температуры можно воспользоваться уравнением Клайперона для единицы массы, из которого следует, что если известна плотность газа γ_1 при давлении p_1 и температуре Θ_1 , то при давлении p_2 и температуре Θ_2

$$\gamma_2 = \gamma_1 \frac{p_2}{p_1} \frac{273 + \Theta_1}{273 + \Theta_2}. \quad (6-4)$$

По аналогии с электрической цепью расход охлаждающего агента может быть представлен как ток, скорость движения — как плотность тока, аэродинамическое сопротивление — как электрическое сопротивление, а перепад давления — как падение напряжения. Но в отличие от электрических цепей связь между перепадом давления и расходом носит, как это видно из выражения (6-2), не линейный, а квадратичный характер.

При последовательном соединении n участков с сопротивлениями $Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_n$ и обтекании их одним и тем же количеством (расходом) охлаждающего агента Q на каждом из этих участков возникают частичные перепады давления: $\Delta H_1 = Z_1 Q^2, \Delta H_2 = Z_2 Q^2, \Delta H_3 = Z_3 Q^2, \dots, \Delta H_n = Z_n Q^2$.

Очевидно, что общий перепад давления складывается из этих частичных перепадов:

$$H = \sum_{k=1}^n \Delta H_k = Q^2 \sum_{k=1}^n Z_k,$$

откуда общее аэродинамическое (или гидравлическое) сопротивление цепи

$$Z = \frac{H}{Q^2} = \sum_{k=1}^n Z_k = Z_1 + Z_2 + Z_3 + \dots + Z_n, \quad (6-5)$$

т. е. при последовательном соединении сопротивления складываются.

При параллельном соединении n участков с сопротивлениями $Z_1, Z_2, Z_3, \dots, Z_n$ к ним приложено общее давление H и через каждый участок протекает частичный расход: $Q_1 = \sqrt{H/Z_1}, Q_2 = \sqrt{H/Z_2}, Q_3 = \sqrt{H/Z_3}, \dots, Q_n = \sqrt{H/Z_n}$.

Очевидно, что общий расход Q суммируется из этих частичных расходов:

$$Q = \sum_{k=1}^n Q_k = \sqrt{H} \sum_{k=1}^n \frac{1}{\sqrt{Z_k}},$$

откуда

$$Z = \frac{H}{Q^2} = \frac{1}{\left(\sum_{k=1}^n \frac{1}{\sqrt{Z_k}} \right)^2} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{Z_1}} + \frac{1}{\sqrt{Z_2}} + \frac{1}{\sqrt{Z_3}} + \dots + \frac{1}{\sqrt{Z_n}} \right)^2}. \quad (6-6)$$

Полученная формула существенно отличается от аналогичной формулы для электрической цепи.

Нетрудно показать, что частичные расходы по параллельным каналам распределяются обратно пропорционально корням квадратным из их сопротивлений:

$$Q_1/Q_2 = \sqrt{Z_2/Z_1}; \quad Q_1/Q = \sqrt{Z/Z_1}. \quad (6-7; 6-8)$$

В частном случае равенства сопротивлений при параллельном соединении $Z_1 = Z_2 = Z_3 = \dots = Z_n$

$$Z = Z_1/n^2. \quad (6-9)$$

Наибольшие затруднения вызывает расчет мостовых схем, требующих применения преобразования звезда — треугольник. В этом случае нелинейные цепи тракта охлаждения рассчитываются методом последовательных приближений.

6-3. ВЫЧИСЛЕНИЕ ЭЛЕМЕНТАРНЫХ АЭРОДИНАМИЧЕСКИХ (ГИДРАВЛИЧЕСКИХ) СОПРОТИВЛЕНИЙ

Расчет сопротивлений вентиляционного и гидравлических трактов машины сводится к суммированию элементарных сопротивлений, которые принято подразделять на три вида: *сопротивление трения среды о стенки каналов, сопротивление поворота струи и сопротивление расширения (сужения) канала.*

Сопротивление трения в длинном канале. Если охлаждающий агент движется со скоростью v по каналу длиной l , то, как показано многочисленными экспериментами, коэффициент гидравлического сопротивления канала может быть вычислен по формуле Дарси—Вейсбаха

$$\xi_r = \mu l/d, \quad (6-10)$$

где μ — коэффициент трения, зависящий от характера течения в канале и состояния его поверхности; $d = 4F/\Pi$ — гидравлический диаметр канала с площадью сечения F и периметром Π . При обтекании открытой плоской поверхности в качестве d принимается размер плоскости в направлении течения.

Различают два основных вида течения газа или жидкости — ламинарное и турбулентное. Ламинарное течение является безвихревым и отличается тем, что отдельные частицы среды движутся по параллельным упорядоченным траекториям без перемешивания. Турбулентное течение отличается вихревым характером, при котором частицы среды имеют сложные траектории.

Характер течения определяется значением критерия Рейнольдса (или числа Рейнольдса)

$$Re = vd/\nu, \quad (6-11)$$

который имеет физический смысл отношения сил инерции, действующих на частицы среды, к силам молекулярного трения. Здесь ν — кинематическая вязкость охлаждающего агента.

Значения кинематической вязкости и других физических характеристик воздуха и воды приведены в табл. 6-1.

Экспериментально найдено, что при $Re < 2300$ имеет место ламинарное течение, при $Re > 10\,000$ — турбулентное, а при $2300 < Re < 10\,000$ характер течения неустойчив: в зависимости от значения числа Рейнольдса и турбулизирующих особенностей

Таблица 6-1

Температура Т, °С	Удельная теплопровод- ность λ , Вт. (см·°С)	Удельная теплоемкость c , кДж·(м ³ ·°С)	Кинематическая вязкость ν , см ² /с	Критерий Прандтля Рг
Сухой воздух				
20	0,000252	1,18	0,157	0,735
30	0,000258	1,14	0,166	0,735
40	0,000266	1,12	0,175	0,734
50	0,000272	1,09	0,185	0,729
60	0,000279	1,05	0,194	0,728
70	0,000286	1,02	0,205	0,724
80	0,000294	0,99	0,215	0,724
90	0,000300	0,96	0,226	0,722
100	0,000306	0,955	0,230	0,722
Вода				
0	0,00552	4,23	0,0179	13,70
10	0,00575	4,21	0,0130	9,56
20	0,00598	4,18	0,0100	7,06
30	0,00618	4,15	0,00805	5,50
40	0,00635	4,14	0,00659	4,30
50	0,00647	4,13	0,00556	3,56
60	0,00659	4,11	0,00479	3,00
70	0,00669	4,09	0,00415	2,56
80	0,00674	4,07	0,00362	2,19
90	0,00679	4,06	0,00320	1,91
100	0,00683	4,04	0,00295	1,72

канала может быть как ламинарное, так и турбулентное течение.

При ламинарном течении коэффициент трения μ не зависит от состояния поверхности канала и вычисляется по формуле Гагена—Пуазейля

$$\mu = 64/Re. \quad (6-12)$$

Пользуясь выражениями (6-1) и (6-10)—(6-12), нетрудно показать, что перепад давления в этом канале может быть рассчитан по формуле

$$\Delta H = \frac{25l\eta}{F^2} Q, \quad (6-13)$$

где $\eta = \nu\gamma/g$ — динамическая вязкость среды, Па·с.

Таким образом, из (6-13) следует, что при ламинарном течении связь между напором и расходом получается не квадратичной, как обычно, а линейной.

Выражения (6-12) и (6-13) справедливы для сформировавшегося ламинарного потока. На начальном участке канала, длина которого оценивается по формуле Шиллера

$$l_n = 0,02875dRe, \quad (6-14)$$

коэффициент трения μ несколько выше:

$$\mu = 69,56/Re. \quad (6-15)$$

Если $l < l_n$, то

$$\mu = \frac{1}{Re} \left[54,85 + \frac{491}{4,81 + l \cdot 10^3 / (dRe)} \right]. \quad (6-16)$$

При турбулентном течении коэффициент трения в значительной мере зависит от состояния поверхности канала. При гладких стенках (что встречается весьма редко) коэффициент

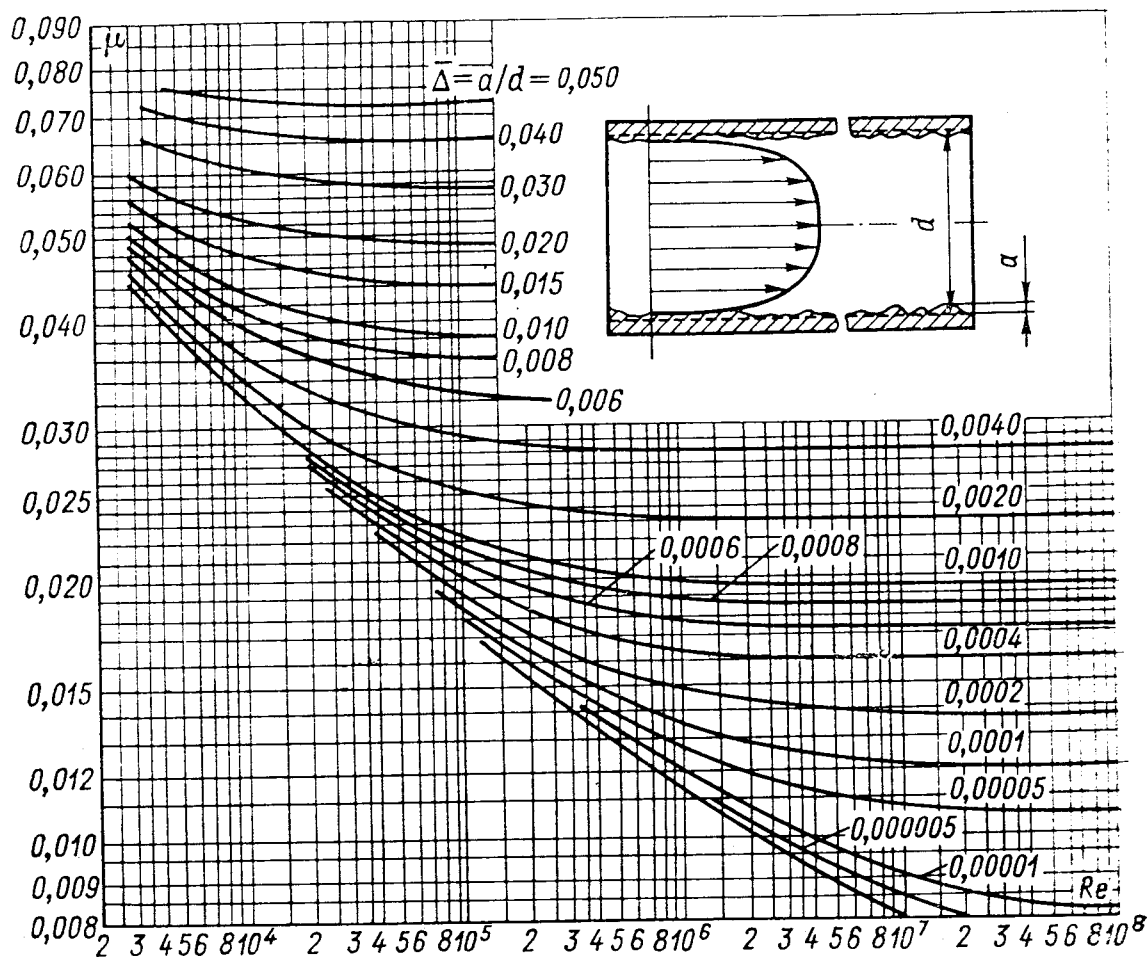


Рис. 6-3. Коэффициент трения при турбулентном режиме движения

μ зависит только от числа Рейнольдса и определяется по формуле Блазиуса

$$\mu = 0,3164 / \sqrt[4]{Re}, \quad (6-17)$$

и в этом случае, следовательно, связь между напором и расходом отличается от квадратичной.

Если канал имеет шероховатую поверхность, то коэффициент трения зависит от количественной характеристики шероховатости, в качестве меры которой принимается отношение средней высоты микровыступов на стенке канала a к его гидравлическому диаметру $\Delta = a/d$. Это отношение называется относительной шероховатостью.

Зависимость $\mu = f(\text{Re})$ обычно представляют на графике в логарифмических координатах (рис. 6-3).

Ниже даны значения абсолютной шероховатости a (в миллиметрах) для наиболее часто встречающихся каналов:

Медные полые цельнотянутые проводники	0,06
Цельнотянутые медные трубы	0,015—0,06
» / латунные трубы	0,03—0,06
» стальные трубы:	
новые	0,05—0,10
с умеренной коррозией	0,4
Цельносварные стальные трубы:	
новые	0,04—0,10
с равномерной коррозией	0,15
Радиальные каналы в шихтованном сердечнике	0,25
Осевые каналы в шихтованном сердечнике	0,50
Фторопластовые шланги	0
Резиновые шланги	0,1—0,2

Как показывает опыт, начиная с некоторого критического значения числа Рейнольдса

$$\text{Re}_k = (120/\Delta)^{1,125} \quad (6-18)$$

коэффициент трения зависит только от относительной шероховатости и может быть рассчитан по формуле Никурадзе

$$\mu = (1,74 - 2 \lg 2\Delta)^{-2}. \quad (6-19)$$

Сопротивление поворота. Поворот потока в канале сопровождается вихреобразованием и характеризуется местным перепадом давления.

Коэффициент гидравлического сопротивления в общем случае зависит от угла поворота φ и от радиуса поворота оси потока r в канале шириной b (в плоскости поворота):

$$\xi_n = 1,2k_\varphi k_r, \quad (6-20)$$

где k_φ и k_r — коэффициенты, учитывающие соответственно угол поворота и радиус закругления оси потока (табл. 6-2 и 6-3).

Таблица 6-2

φ, \dots°	0	30	60	90	120	150	180
k_φ	0	0,48	0,80	1,00	1,17	1,30	1,40

При промежуточных значениях φ можно воспользоваться приближенной формулой

$$k_\varphi = \frac{\varphi}{180} \left[3,5 - 4 \frac{\varphi}{180} + 1,9 \left(\frac{\varphi}{180} \right)^2 \right]. \quad (6-21)$$

Сопротивление расширения (сужения) канала. Резкое изменение сечения канала сопровождается интенсивным вихреобра-

зованием и потерей части энергии потока. Соответствующее падение давления принято рассчитывать, используя меньшее сечение канала F_{\min} . При этом коэффициент гидравлического со-

Таблица 6-3

$r b$	0,5	0,6	0,75	1,0	1,5	2,0	4	10
k_r	1,000	0,620	0,310	0,167	0,108	0,087	0,062	0,050

противления определяется в функции отношения сечений канала:

при расширении

$$\xi_p = (1 - F_{\min}/F_{\max})^2; \quad (6-22)$$

при сужении

$$\xi_c = 0,5 (1 - F_{\min}/F_{\max}). \quad (6-23)$$

В частном случае, если положить $F_{\min}/F_{\max} = 0$, могут быть определены коэффициенты гидравлического сопротивления для входа охлаждающего агента в канал

$$\xi_{\text{вх}} = 0,5$$

и для выхода из канала

$$\xi_{\text{вых}} = 1,0.$$

Выполнением плавных переходов от одного сечения к другому может быть достигнуто некоторое уменьшение гидравлических сопротивлений расширения и сужения.

На практике встречаются каналы неизменного по длине сечения, но с переменной скоростью движения среды, обусловленной большим числом ответвлений. Типичными примерами таких каналов являются напорные и сливные коллекторы в системах водяного охлаждения обмоток гидрогенераторов, в которых число параллельных по ходу воды ветвей может достигать нескольких десятков и даже сотен.

Если допустить, что скорость движения среды в канале монотонно убывает от максимального значения v_{\max} до нуля (что соответствует непрерывному истечению среды или бесконечному числу ответвлений), то перепад давления в таком канале-коллекторе будет пропорционален

$$H = \int_0^l v_x^2 dx,$$

где $v_x = v_{\max}(l-x)/l$ — скорость в канале длиной l на расстоянии x от входа в канал. Тогда давление

$$H \equiv \int_0^l v_{\max}^2 \left(\frac{l-x}{l} \right)^2 dx \equiv \frac{1}{3} v_{\max}^2 l, \quad (6-24)$$

т. е. равно одной трети перепада давления в канале, скорость движения среды в котором максимальна и равна v_{\max} . При конечном числе ответвлений с одним и тем же расходом перепад давления выше и может быть рассчитан по формуле

$$H = k_0 v_{\max}^2 l, \quad (6-25)$$

где k_0 — коэффициент, являющийся функцией числа ответвлений n (табл. 6-4).

Таблица 6-4

n	1	2	3	4	5	10	20	∞
k_0	1	0,625	0,515	0,479	0,440	0,385	0,359	0,333

6-4. МЕТОД ВЕНТИЛЯЦИОННОГО РАСЧЕТА

Гидрогенераторы практически симметричны относительно плоскости, проходящей на половине высоты сердечника статора. По этой причине и в связи с использованием двусторонней подачи воздуха к ротору в основе графоаналитического метода вентиляционного расчета лежит схема замещения симметричного вида, приведенная на рис. 6-4. В этой схеме приняты следующие обозначения: P — ротор как напорный элемент; Z_p — аэродинамическое сопротивление ротора; B — вентилятор; Z_c — аэродинамическое сопротивление цепи вентиляционных каналов статора; Z_r — аэродинамическое сопротивление цепи нажимных гребенок статора; Z_o — аэродинамическое сопротивление цепи воздухоохладителей.

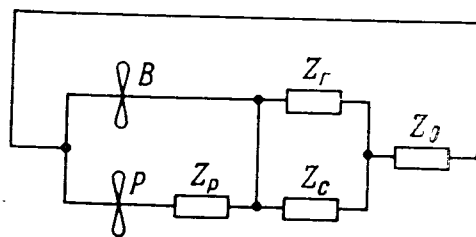


Рис. 6-4. Схема замещения вентиляционного тракта гидрогенератора

На основе схемы замещения строится общий график расчета (рис. 6-5), на котором производится суммирование кривых давления и кривых перепадов давления, рассчитываемых аналитически. Суммарная характеристика перепадов давления находится путем сложения кривых Z_c и Z_r как параллельных сопротивлений каналов статора и нажимных гребенок (суммирование по абсциссам) и последующего сложения полученной кривой $Z_{c,r}$ с кривой Z_o как последовательных сопротивлений (суммирование по ординатам). Результирующая кривая перепадов обозначена на рис. 6-5 Z_{Σ} .

Для получения суммарной напорной характеристики H кривую давления вентилятора H_B надо сложить с кривой избыточного давления ротора H_H как параллельные (суммирование по абсциссам). Здесь следует отметить, что если напорная харак-

характеристика вентилятора есть его внешняя характеристика, т. е. в ней учтено внутреннее сопротивление, то давление и внутреннее сопротивление ротора определяются в отдельности. По этой причине предварительно должна быть получена кривая избыточного давления ротора H_p путем вычитания из давления H_p сопротивления Z_p (вычитание по ординатам).

Напорная кривая вентилятора рассчитывается на основе зависимости [21]

$$H_B = H_0 - aQ - bQ^2. \quad (6-26)$$

При этом коэффициенты a и b определяются по рис. 6-6 в зависимости от наружного диаметра ротора D_2 .

Максимальное давление вентилятора H_0 в паскалях может быть вычислено по формуле

$$H_0 = k \left(\frac{n}{100} \right)^2 D_B^2, \quad (6-27)$$

где D_B — наружный диаметр вентилятора, м; k — коэффициент, зависящий от исполнения схемы вентиляции. При использовании давления, развиваемого спицами ротора в торцевых зонах, можно принять $k=7,4$, при отдельных течениях потоков воздуха через остов и обод ротора и через торцевые вентиляторы $k=5,3$.

Расчет напорной характеристики собственно ротора производится по аналогичной (6-26) зависимости, но с постоянными коэффициентами:

$$H_p = H_0 - 0,6Q - 0,03Q^2, \quad (6-28)$$

причем максимальное давление ротора в паскалях

$$H_0 = 5,3 \left(\frac{n}{100} \right)^2 D_2^2. \quad (6-29)$$

Пересечение на рис. 6-5 обеих результирующих кривых H и Z_Σ определяет точку соответствия суммарного давления в машине и результирующего перепада давления. Абсцисса и ордината этой рабочей точки соответствуют половине расхода воздуха через машину Q_Σ и полному избыточному давлению H_Σ , развиваемому напорными элементами.

Пересечение прямой, проходящей через рабочую точку и параллельной оси абсцисс, с кривой H_B определяет расходы воз-

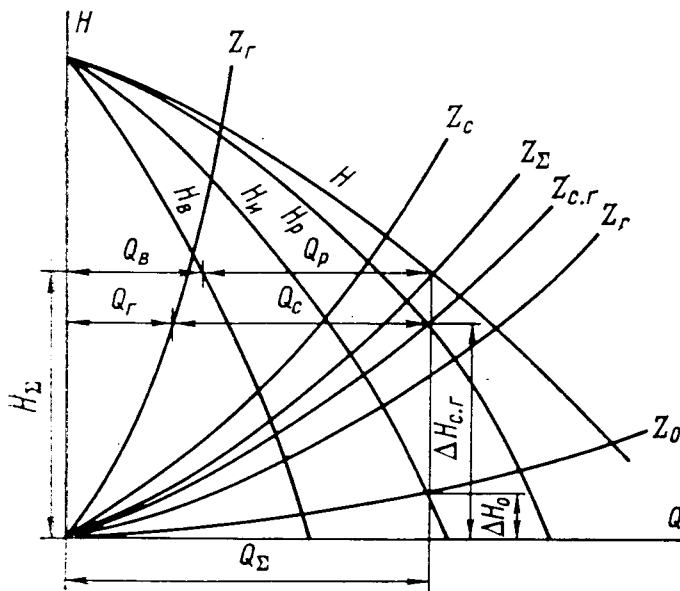


Рис. 6-5. Общий график вентиляционного расчета

духа через ротор Q_p и вентилятор Q_v . Пересечение прямой, проходящей через рабочую точку и перпендикулярной оси абсцисс, с кривой Z_o определяет перепад давления на воздухоохладителях ΔH_o , а с кривой $Z_{c.r}$ — перепад давления в цепи каналов статора или нажимных гребенок $\Delta H_{c.r}$. Если же из точки пересечения построенной вертикали с кривой $Z_{c.r}$ провести прямую, параллельную оси абсцисс, то пересечение этой прямой с Z_r определит расход воздуха через каналы статора Q_c и через нажимные гребенки Q_r .

Таким образом, в результате выполненных построений получены суммарный расход воздуха через машину и его распределение по отдельным ветвям,

вентиляционного тракта. Если в итоге теплового расчета окажется, что расход охлаждающего воздуха недостаточен или распределен неудовлетворительно, то система вентиляции должна быть скорректирована. Последующий тепловой расчет показывает результаты сделанной корректировки.

Однако точный вентиляционный расчет возможен только после достаточно детальной разработки конструкции, что бывает обычно на стадии рабочего проектирования. Поэтому на предварительных этапах проектирования оказывается необходимым пользоваться приближенными

методами вентиляционного расчета, позволяющими с достаточной точностью оценить расход воздуха через машину.

Один из таких методов [38] основан на том обстоятельстве, что основными сопротивлениями воздушной цепи являются проходные сечения статора и ротора, а также на определенной стабильности конструктивного исполнения систем охлаждения. В соответствии с этим методом расход воздуха вновь проектируемой машины определяется путем пересчета данных генератора, принятого за прототип, имеющего расход воздуха Q , площадь сечения выхода воздуха из обода ротора S_p и площадь сечения входа в каналы статора S_c :

$$Q' = Q \frac{S'_p + S'_c}{S_p + S_c} \frac{D'_i}{D_i} \frac{n'}{n}. \quad (6-30)$$

Здесь индексом «штрих» отмечены величины, относящиеся к проектируемой машине.

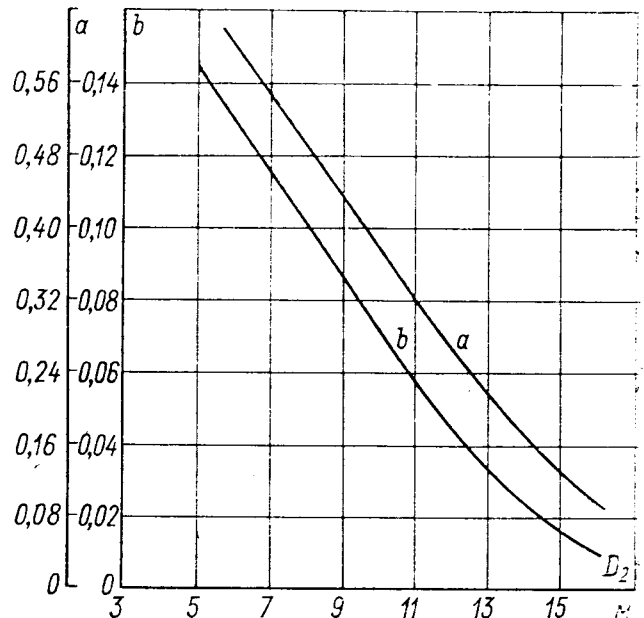


Рис. 6-6. Эмпирические коэффициенты для расчета напорной характеристики вентилятора

Сечение входа в каналы статора можно рассчитать по формуле

$$S_c = \pi D_i n_r b_r \frac{b_z}{t}, \quad (6-31)$$

а сечение выхода из каналов ротора

$$S_p = [\pi (D_i - 2\delta - 2h_p - 2h_m) - 2p (b_m + 2\Delta_i + 2b_e)] n_r' b_r' + n_k a_k b_k, \quad (6-32)$$

где n_r' и b_r' — число и высота радиальных вентиляционных каналов в ободу ротора; n_k , a_k и b_k — число, высота и ширина каналов между сегментами обода ротора.

При шихтовке обода со сдвигом сегментов каждого последующего слоя по отношению к предыдущему на величину, кратную половине полюсного деления, в формулу (6-32) следует подставлять $n_k/2$ вместо n_k , так как половина каналов между сегментами на выходе из обода оказывается закрытой полюсами. Высота канала a_k равна толщине листов обода, а ширина канала b_k — расстоянию между смежными сегментами в одном слое обода у его внешнего диаметра. Однако если ширина канала b_k больше промежутка между соседними катушками, то вместо b_k следует подставлять ширину промежутка между смежными катушками или нижними изоляционными шайбами у основания полюса.

Если между полюсами имеется холостой паз для хвоста полюса, образующийся при шихтовке обода со сдвигом на величину, кратную половине полюсного деления, или продольный паз, выполненный специально для улучшения вентиляции, то расчетную ширину канала между сегментами b_k следует увеличить на длину периметра этого паза.

Приведенная выше методика расчета дает удовлетворительное совпадение с опытом для гидрогенераторов с радиальной системой вентиляции и относительно большим числом каналов в ободу ротора.

6-5. ПРИНЦИПЫ ТЕПЛОВЫХ РАСЧЕТОВ И ДОПУСТИМЫЕ НАГРЕВЫ ЧАСТЕЙ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Анализ физических условий охлаждения активных частей гидрогенераторов показывает, что действительная картина тепловых потоков в большинстве активных элементов имеет сложный пространственный характер.

Основой тепловых расчетов электрических машин служит дифференциальное уравнение стационарной теплопроводности при наличии внутренних источников теплоты (уравнение Пуассона)

$$\lambda_x \frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \lambda_y \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} + \lambda_z \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} + p = 0. \quad (6-33)$$

Если в рассматриваемом объеме отсутствуют потери [в уравнении (6-33) p — удельные потери], то процесс описывается уравнением Лапласа

$$\lambda_x \frac{\partial^2 \Theta}{\partial x^2} + \lambda_y \frac{\partial^2 \Theta}{\partial y^2} + \lambda_z \frac{\partial^2 \Theta}{\partial z^2} = 0. \quad (6-34)$$

Решение дифференциального уравнения с частными производными, описывающего трехмерное поле, представляет значительные трудности и далеко не всегда может быть получено в общем виде.

В имеющем практическое значение частном случае, когда теплоотдача пластины происходит только через ее боковые грани (в направлении x), уравнение теплопроводности может быть записано так:

$$\lambda \frac{\partial^2 \Theta}{\partial x^2} + p = 0. \quad (6-35)$$

Отсюда превышение температуры пластины над температурой ее боковой поверхности

$$\Theta = \frac{p}{2\lambda} (b^2 - x^2), \quad (6-36)$$

где b — половина толщины пластины.

Максимальное превышение температуры в середине пластины (при $x=0$)

$$\Theta_{\max} = pb^2/(2\lambda). \quad (6-37)$$

Здесь произведение pb представляет собой половину потерь в пластине на единицу ее длины и высоты.

Применяемые в настоящее время методы тепловых расчетов электрических машин основаны на тех или иных упрощающих предположениях. Одним из решающих упрощений решения сложных тепловых задач для электрических машин явилось предложение рассматривать двумерное тепловое поле в пластине как результат взаимодействия двух одномерных потоков, каждый из которых испытывает сопротивление в данном направлении. Тогда результирующий тепловой поток встречает на своем пути эквивалентное сопротивление, определяемое как сумма двух параллельных сопротивлений по двум осям. При этом суммирование сопротивлений осуществляется в соответствии с правилами сложения сопротивлений в электрических цепях.

Следует отметить, что погрешность в определении средней температуры, обусловленная указанным выше допущением, значительно меньше тех погрешностей, которые вносятся из-за недостаточно точно известных значений потерь и их распределений по объемам и поверхностям, из-за принятия не всегда

достаточно точных значений скоростей движения охлаждающего агента, коэффициентов теплопроводности и теплоотдачи.

Замена элементов с распределенными потерями эквивалентными им элементами, у которых потери сосредоточены на границах, позволяет рассматривать тепловое поле как комбинацию последовательно и параллельно соединенных тепловых сопротивлений, по которым протекают тепловые потоки.

На основе схем замещения в настоящее время выполняется большинство тепловых расчетов электрических машин, и гидрогенераторов в частности.

Этот метод используется не только при решении двумерных, но и трехмерных задач, когда суммируются тепловые сопротивления по трем направлениям потока. Последнее хотя делается без достаточного теоретического обоснования, но, как показывает опыт, не приводит к существенным неточностям расчета. При этом принято раздельное рассмотрение теплового состояния статора и ротора ввиду их небольшого влияния друг на друга, а при решении некоторых тепловых задач — раздельное рассмотрение отдельных частей статора и ротора.

Более точные и трудоемкие расчеты выполняются при проверке новых схем охлаждения и конструкций или для определения местных нагревов, которые могут достичь значительных и опасных значений в мощных и высокоиспользованных гидрогенераторах. При проектировании машин с типовыми схемами охлаждения и конструкциями, по которым накоплен достаточный опыт, обычно допустимы применение упрощенных методов тепловых расчетов и оценка средних превышений температуры.

При расчете сложных, разветвленных тепловых схем применяются методы, аналогичные методам электрического расчета. Особенно удобно использовать принцип наложения, пригодный вследствие нелинейности тепловой схемы. Для этого поочередно полагают равными нулю все потери, кроме каких-либо одних, и, преобразуя схему замещения, находят тепловые потоки, обусловленные только этим одним выбранным источником потерь. Суммируя все частичные тепловые потоки через сопротивления схемы с учетом знака потоков (их направления), определяют действительные средние превышения температуры для каждого элемента схемы при совместном выделении всех потерь.

Точность результатов теплового расчета в значительной мере ограничена точностью определения исходных данных. Ими являются, в частности, свойства применяемых материалов, характер распределения потерь в машине, скорости движения охлаждающей среды у поверхностей охлаждения.

Экспериментальным путем найдено, что в практически используемом в электромашиностроении диапазоне температур при стационарном течении теплового потока через пластину толщиной Δ и площадью S от поверхности, где он генерируется, до равномерно охлаждаемой параллельной поверхности

разность температур горячей и холодной граней Θ связана с передаваемым в 1 с количеством теплоты P законом Фурье:

$$\Theta = R_{\lambda} P = \frac{\Delta}{\lambda S} P, \quad (6-38)$$

где R_{λ} — тепловое сопротивление плоской стенки, $^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$; λ — удельная теплопроводность материала пластины, $\text{Вт}/(\text{см} \cdot ^{\circ}\text{C})$.

Формула (6-38) справедлива для плоскопараллельного поля в однородном твердом теле при условии, что можно не считаться с особенностями температурного поля у краев тела.

В табл. 6-5 приведены значения удельной теплопроводности λ и теплоемкости c некоторых основных материалов, применяемых в гидрогенераторах.

Таблица 6-5

Материал	λ , Вт/(см·°C)	c , Дж/(кг·°C)	Материал	λ , Вт/(см·°C)	c , Дж/(кг·°C)
Медь электро- техническая	3,85	388	Изоляция термореактив- ная (слюдо- терм)	0,0026	—
Алюминий	2,33	920	Асбест	0,002	840
Серебро	4,20	250	листовой		
Сталь	0,63	480	Картон	0,0017	1200
листовая			Стекло	0,006—0,0075	800—900
Изоляция	0,0020	—	Бумага	0,0008—0,0011	1200
микалентная			Гетинакс	0,0022—0,0027	1400
Изоляция	0,0024	925			
миканитовая					

Если сопротивления тепловой схемы замещения, обусловленные теплопроводностью твердых тел, могут быть вычислены, как правило, достаточно точно, то определение условий теплообмена с охлаждающей средой на границах твердых тел обычно весьма затруднительно.

Это обусловлено тем, что в передаче теплоты от поверхности твердого тела подвижной среде участвуют, по крайней мере, три механизма — теплопроводность, лучеиспускание и конвекция, каждый из которых подчиняется своим законам и доля участия каждого в суммарной теплоотдаче в различных случаях неодинакова.

Для практических расчетов тепловых сопротивлений при теплоотдаче с поверхностями используют формулу Ньютона

$$R_{\alpha} = 1/(\alpha S), \quad (6-39)$$

где S — площадь теплоотдающей поверхности, см^2 ; α — коэффициент теплоотдачи, $\text{Вт}/(\text{см}^2 \cdot ^{\circ}\text{C})$.

При применении формулы Ньютона вся трудность задачи переносится на определение коэффициента теплоотдачи α , который оказывается переменным и зависящим от многих факторов — физической природы охлаждающей среды, скорости омы-

вания ею поверхности тела, характера трения и т. д. Поэтому на практике часто пользуются эмпирическими коэффициентами теплоотдачи, полученными при обобщении большого числа экспериментальных данных по подобным конструкциям с однотипными системами охлаждения.

Процесс теплоотдачи с поверхности твердого тела в охлаждающую подвижную среду в соответствии с теорией подобия характеризуется критерием Нуссельта, который связывает коэффициент теплоотдачи с геометрическими размерами канала и удельной теплопроводностью охлаждающей среды λ :

$$Nu = \alpha d / \lambda. \quad (6-40)$$

Метод подобия состоит в том, что полученные экспериментальные данные обрабатываются в относительных безразмерных критериях, которые позволяют обобщить полученные данные на целый класс подобных явлений. При расчете конкретной задачи оказывается тогда возможным, воспользовавшись безразмерным критерием, непосредственно определить искомый параметр.

Как показывает опыт, значение коэффициента теплоотдачи в значительной мере зависит от характера течения среды — ламинарное оно или турбулентное. Из-за наличия многочисленных выступов, неровностей, острых кромок на входах в каналы течение воздуха в гидрогенераторах, как правило, турбулентно. При атмосферном давлении воздуха коэффициент теплоотдачи с достаточной точностью может быть вычислен по формуле

$$\alpha = (1 + \beta v) / 450, \quad (6-41)$$

где β — коэффициент, зависящий от конструкции конкретного типа канала и вида системы вентиляции: $\beta = 0,05 \div 0,25$; v — скорость, понимаемая иногда как скорость течения охлаждающего агента, а в других случаях — как окружная скорость ротора, м/с.

При давлении воздуха выше атмосферного коэффициент теплоотдачи увеличивается пропорционально давлению в степени 0,8.

Обычно по результатам экспериментов определяют зависимость числа Нуссельта от других безразмерных критериев. При турбулентном течении среды эта зависимость выражается уравнением Крауссольда

$$Nu = 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,4}. \quad (6-42)$$

Здесь Pr — критерий Прандтля, определяющий свойства охлаждающей среды:

$$Pr = \nu / a, \quad (6-43)$$

где a — температуропроводность, см²/с.

Из выражений (6-11), (6-39), (6-40) и (6-42) может быть определен коэффициент теплоотдачи при устойчивом турбулентном течении среды:

$$\alpha = 0,023 \frac{\lambda v^{0,8}}{d^{0,2} v^{0,8}} \text{Pr}^{0,4}. \quad (6-44)$$

Физические параметры основных охлаждающих сред — воздуха и воды — представлены в табл. 6-1.

Устойчивая турбулентная зона в практических случаях, когда используется вода или воздух, при каналах относительно небольшой длины с шероховатой поверхностью наступает при $\text{Re} \geq 5000$.

При ламинарном течении ($\text{Re} \leq 2300$) критерий Нуссельта зависит от отношения гидравлического диаметра канала к его длине.

$$\text{Если } \text{RePr} \frac{d}{l} \leq 12,$$

$$\text{Nu} = 3,66, \quad (6-45)$$

т. е. $\alpha = 3,66 \lambda/d$.

Для $\text{RePr} \frac{d}{l} > 12$ рекомендуется формула

$$\text{Nu} = 1,61 \sqrt[3]{\text{RePr} \frac{d}{l}}. \quad (6-46)$$

При переходном течении ($2300 < \text{Re} < 5000$) в случае $\text{RePr} \frac{d}{l} > 12$

$$\text{Nu} = 21 \left(\text{Pr} \frac{d}{l} \right)^{0,33} \left(\frac{\text{Re}}{2300} \right)^{\lg(l/d)}, \quad (6-47)$$

при $\text{RePr} \frac{d}{l} < 12$

$$\text{Nu} = 3,66 \left(\frac{\text{Re}}{2300} \right)^{2,3 + \lg \text{Pr}}. \quad (6-48)$$

Вследствие энергичного перемешивания потока коэффициент теплоотдачи при турбулентном течении значительно больше, чем при ламинарном; поэтому при конструировании системы охлаждения всегда стремятся достигнуть турбулентного течения.

Как следует из вышеизложенного, для определения коэффициента теплоотдачи необходимо предварительно знать фактические скорости движения охлаждающего агента на участках теплосъема. Именно здесь тепловые расчеты смыкаются с вентиляционными.

Учитывая приближенный характер вентиляционного расчета и тепловой схемы замещения и возможные погрешности в оп-

ределении ее сопротивлений, при проектировании стремятся, чтобы расчетные превышения температуры активных частей имели достаточный запас по сравнению с допускаемыми (табл. 6-6).

Таблица 6-6

Часть гидрогенератора	Предельное длительно допускаемое превышение температуры * для изоляционных материалов класса нагревостойкости		Метод измерения
	В	Ф	
Обмотка статора при косвенном воздушном охлаждении и изоляции: микалентной компаундированной терморезистивной	70	—	Термометры сопротивления, заложённые в пазах между стержнями или катушками — для двухслойных обмоток и под пазовые клинья — для однослойных обмоток
	85	105	
Обмотка статора при непосредственном водяном охлаждении и изоляции: микалентной компаундированной терморезистивной	70	—	Термометры сопротивления, заложённые под пазовые клинья
	85	105	
Сердечник статора при изоляции обмотки: микалентной компаундированной терморезистивной	70	—	Термометры сопротивления, заложённые на дне пазов
	85	105	
Обмотка возбуждения при косвенном или форсированном воздушном охлаждении	95	110	Сопротивление
Контактные кольца	85	95	Термометр

* При температуре охлаждающего воздуха 35 °С и высоте установки гидрогенераторов над уровнем моря не более 1000 м.

Если температура охлаждающего воздуха выше 35 °С, предельные длительно допускаемые превышения температуры, указанные в табл. 6-6, должны быть уменьшены на разность между температурой охлаждающего воздуха и температурой 35 °С. В тех случаях, когда температура охлаждающего воздуха ниже 35 °С, допускается некоторое увеличение длительных пре-

вышений температуры и, следовательно, нагрузок машин с воздушным охлаждением. Однако это увеличение строго регламентируется (см. § 4-5), так как с ростом тока в обмотке статора возрастает и разность температур меди обмотки и сердечника статора. Это приводит к их неодинаковому линейному расширению, тем более, что соприкасающиеся между собой материалы имеют различные температурные коэффициенты: медь — $17 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, изоляция — $10 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$, сталь — $12 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Относительные тепловые деформации меди и изоляции обмотки и стали сердечника могут достигнуть недопустимых значений и привести к повреждению изоляции.

Следует учесть, что при эксплуатации температура машины всегда выше, чем в цеху при ее изготовлении или при сборке на монтаже. По этой причине происходит смещение обмоток в пазах во время работы. Принимая в среднем превышение температуры меди обмотки и стали сердечника статора при работе соответственно 85 и 60 $^\circ\text{C}$, найдем, что относительное смещение обмотки в пазах на каждый метр длины сердечника составит 0,7 мм.

Средняя температура обмотки статора с косвенным воздушным охлаждением измеряется термометрами сопротивления, закладываемыми в пазах между стержнями или катушками при двухслойной обмотке и под пазовые клинья при однослойной обмотке, а средняя температура сердечника статора измеряется термометрами сопротивления, устанавливаемыми на дне пазов.

Из практики известно, что показания термометров сопротивления, установленных между стержнями и на дне пазов, обычно практически одинаковы или отличаются на значение, заведомо меньшее фактической разницы температур меди и стали статора.

Экспериментально установлено, что если средняя температура стали сердечника статора, измеренная термометрами сопротивления, очень близка к определенной с помощью рядом расположенных термопар, то средняя температура меди обмотки выше температуры, измеренной термометрами сопротивления. Причиной этой разницы является наличие теплового потока от меди к стали через слой изоляции, находящийся между стержнями, а сама разница эта тем больше, чем уже паз и чем толще изоляция. Превышение температуры меди обмотки по отношению к показанию термометра сопротивления может быть подсчитано, если известны размеры паза и теплопроводность изоляции вдоль и поперек изоляции. Практически обычно вводят поправку, равную примерно половине перепада температуры в изоляции.

При непосредственном водяном охлаждении обмотки статора ее температура контролируется в каждой параллельной по ходу воды ветви с помощью устанавливаемых под пазовые клинья термометров сопротивления. Последние размещают по

возможности в тех пазах, в которых верхний стержень является последним по ходу воды в параллельной ветви.

Указанные в табл. 6-6 предельные длительно допускаемые превышения температуры для гидрогенераторов с непосредственным охлаждением водой обмотки статора следует понимать как принципиально допустимые для обмотки с изоляцией данных классов нагревостойкости. Вместе с тем не следует понимать буквально, что эти превышения могут быть действительно допущены в эксплуатации.

Температура охлаждающего дистиллята на любом участке каждого канала обмотки должна быть, во всяком случае, ниже температуры кипения воды при данном давлении как минимум на значение температуры дополнительного подогрева дистиллята при временном частичном или полном прекращении его циркуляции или при внезапной перегрузке обмотки по току. В соответствии со стандартами предельная длительно допустимая температура дистиллята, выходящего из обмотки, не должна превышать 85 °С.

Необходимо иметь в виду, что в гидрогенераторах не во всех параллельных по ходу воды ветвях перегрев дистиллята идентичен: в некоторых ветвях он может быть заметно выше среднего в обмотке. Точно так же, главным образом из-за наличия циркуляционных токов между элементарными проводниками, не во всех каналах одного стержня подогрев дистиллята одинаков. Кроме того, как показали исследования, химические реакции с образованием окислов и солей и возможным их отложением в каналах наиболее интенсивно протекают при приближении к температуре 70 °С. По этим причинам на практике параметры системы водяного охлаждения обычно выбираются таким образом, чтобы средняя температура выходящего из обмотки статора дистиллята не превышала 60 °С; в различных машинах это значение находится в диапазоне 45—60 °С. При этом предельные длительно допустимые в эксплуатации температуры обмотки и сердечника статора составляют по расчетам обычно 55—75 °С и 65—90 °С соответственно при рабочих параметрах системы водяного охлаждения; причем температура сердечника статора, охлаждаемого воздухом, выше температуры обмотки в среднем на 10—15 °С. Окончательные значения предельно допустимых температур обмотки и сердечника статора устанавливаются по результатам испытаний с учетом фактического разброса в показаниях термометров сопротивления и возможных отклонений температуры охлаждающих агентов.

Расчетные значения превышений температуры на практике принимаются заметно ниже предельно допустимых. Это вызвано необходимостью считаться с возможными погрешностями электромагнитных, вентиляционных и тепловых расчетов, с наличием местных повышенных нагревов, а также с необходимостью учитывать дополнительные подогревы частей машин

Часть вспомогательных генераторов, возбудителей постоянного тока и регуляторных генераторов	Предельное длительно допустимое превышение температуры * для изоляционных материалов класса нагревостойкости		Метод измерения
	В	F	

Вспомогательные генераторы

Обмотка статора при изоляции: микалентной компаундированной термореактивной	70	—	Термометры сопротивления, заложённые в пазах между катушками или стержнями
	85	105	
Сердечники статора при изоляции обмотки: микалентной компаундированной термореактивной	70	—	Термометры сопротивления, заложённые на дно пазов
	85	105	
Обмотка возбуждения Контактные кольца	95	110	Сопротивление Термометр
	85	95	

Возбудители постоянного тока

Обмотки якоря	75	90	Термометр Сопротивление
	85	105	
Сердечник якоря Обмотка параллельного и независимого возбуждения	75	90	Термометр Термометр
	75	90	
Обмотка коррекции	85	105	Сопротивление
Обмотка последовательного возбуждения	85	105	Термометр или сопротивление
Обмотка добавочных полюсов	95	115	Термометр или сопротивление
Коллектор	85	95	Термометр

Регуляторные генераторы

Обмотка статора	75	—	Термометр Сопротивление
	85	—	

* При температуре охлаждающего воздуха 35 °С и высоте установки над уровнем моря не более 1000 м.

при длительно допускаемых отклонениях основных параметров (частота, ток, напряжение) от номинальных значений и при возможных кратковременных перегрузках обмоток по току в переходных режимах. Предельные превышения температуры вспомогательных электрических машин приведены в табл. 6-7.

Необходимо также принимать во внимание возможные нарушения в системе охлаждения, и в первую очередь отключение одного из воздухоохлаждателей и связанную с этим неравномерность в охлаждении машины, а также временное прекращение циркуляции охлаждающего агента.

В гидрогенераторах с косвенным воздушным охлаждением и самовентиляцией при прекращении протекания воды через воздухоохлаждатели средняя скорость нарастания температуры машины при пренебрежении теплоотдачей от генератора в окружающее пространство составляет

$$\frac{\Delta\theta}{\Delta t} = \frac{\Sigma P}{G_{\Gamma}c_{\Gamma} + V_{\text{в}}c_{\text{в}}}, \quad (6-49)$$

где ΣP — сумма отводимых воздухом потерь в машине, кВт; G_{Γ} — масса гидрогенератора, кг; c_{Γ} — средняя теплоемкость единицы массы генератора: $c_{\Gamma} \approx 0,43$ кДж/(кг·°С); $V_{\text{в}}$ — объем воздуха в шахте гидрогенератора, м³; $c_{\text{в}}$ — удельная объемная теплоемкость воздуха: $c_{\text{в}} = 1,1$ кДж/(м³·°С).

Поскольку теплоемкость воздуха не превышает обычно 1% теплоемкости массы машины, вторым членом в знаменателе выражения (6-49) можно пренебречь.

Как показывают результаты расчетов (табл. 6-8), средняя скорость нарастания температуры находится обычно в диапазоне 0,004—0,010 °С/с и зависит в целом от мощности гидрогенератора на полюс.

Таблица 6-8

$P/(2p)$, кВ·А	500—1000	1000—2000	2000—3000	3000—4000
$\Delta\theta/\Delta t$, °С/с	0,0040—0,0050	0,0050—0,0058	0,0058—0,0065	0,0065—0,0075
$P/(2p)$, кВ·А	4000—5000	5000—6000	6000—7000	Более 7000
$\Delta\theta/\Delta t$, °С/с	0,0075—0,0080	0,0080—0,0085	0,0085—0,0090	0,0090—0,010

На практике, имея в виду фактическую неравномерность прогрева генератора, допустимую длительность работы с номинальной мощностью при прекращении циркуляции воды через воздухоохлаждатели ограничивают 10 минутами. Эта рекомендация не распространяется на подпятники и направляющие под-

шипники, допустимая длительность эксплуатации которых без циркуляции воды через маслоохладители определяется аналогичным расчетом.

Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора длительность работы с возбуждением при прекращении циркуляции дистиллята определяется из условия его допустимого подогрева в изоляционном шланге, находящемся под полным фазным напряжением U_{ϕ} . Полагая процесс адиабатным (потери в дистилляте в шланге длиной $l_{ш}$ от токов утечки полностью идут на его нагрев), найдем скорость нарастания температуры дистиллята в шланге в градусах Цельсия в секунду:

$$\frac{\Delta\Theta}{\Delta t} = \frac{1}{\rho_d c_d} \left(\frac{U_{\phi}}{l_{ш}} \right)^2 10^{-3}. \quad (6-50)$$

Например, при удельном сопротивлении дистиллята $\rho_d = 75\,000 \text{ Ом}\cdot\text{см}$, его удельной объемной теплоемкости $c_d = 4,13 \times 10^{-3} \text{ кДж}/(\text{см}^3 \cdot \text{°C})$, длине шлангов $l_{ш} = 50 \text{ см}$ и напряжении $U_{\phi} = 9120 \text{ В}$

$$\frac{\Delta\Theta}{\Delta t} = \frac{10^{-3}}{75\,000 \cdot 4,13 \cdot 10^{-3}} \left(\frac{9120}{50} \right)^2 = 0,12 \text{ °C/с.}$$

Максимальное значение температуры дистиллята, выходящего из обмотки статора, не должно в соответствии с действующими стандартами превышать 85 °C . Однако ввиду большого числа параллельных по ходу воды ветвей, обладающих разными гидравлическими сопротивлениями, температура горячего дистиллята, выходящего из отдельных ветвей обмотки, может быть несколько выше. С учетом этих соображений длительность нахождения гидрогенераторов под напряжением при прекращении циркуляции дистиллята ограничивают обычно $30\text{—}60$ секундами. Испытания повышенным напряжением обмоток допустимо (при подсоединенных к коллекторам изоляционных шлангах) только при нормальной циркуляции воды.

6-6. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ СТАТОРА

Если расход воздуха через машину, определенный по предварительному вентиляционному расчету, не меньше требуемого (перегрев воздуха в гидрогенераторах с косвенным воздушным охлаждением всех активных частей принимается около 25 °C), то обычно можно ограничиться изложенным ниже приближенным тепловым расчетом.

Удельная тепловая нагрузка на расточке статора от потерь в меди обмотки на длине пакетов сердечника, рассчитанная в предположении, что все потери (при температуре 105 °C) снимаются с внутренней поверхности статора, составляет в ваттах на квадратный сантиметр

$$\omega_m = A J_a k_f / 4200, \quad (6-51)$$

где A — линейная нагрузка статора, А/см; J_a — плотность тока в обмотке статора, А/мм²; k_f — коэффициент добавочных потерь.

Поскольку потери в обмотке являются в известной мере функцией ее температуры, а последняя определяется в первую очередь значением потерь в самой обмотке, может оказаться необходимым после выполнения теплового расчета вновь повторить его с откорректированными по предварительно найденной температуре обмотки Θ_M значениями потерь в ней и соответствующей удельной тепловой нагрузки:

$$\omega_M = \frac{A J_a k_f}{5700} [1 + 0,004 (\Theta_M - 15)], \quad (6-52)$$

где Θ_M — температура обмотки статора, °С.

Удельная тепловая нагрузка на расточке статора от потерь в стали сердечника, рассчитанная при том же предположении, что и (6-51), равна

$$\omega_{ст} = \frac{P_a + P_z + P_t}{\pi D_i (l_t - n_r b_r)}. \quad (6-53)$$

Здесь n_r — число радиальных вентиляционных каналов между пакетами сердечника статора; b_r — высота одного вентиляционного канала.

Удельная тепловая нагрузка на поверхности изоляции обмотки от потерь в меди

$$\omega_i = \omega_M \frac{t_1}{2 (b_{п} + h_{п} - h_{кл})}, \quad (6-54)$$

где t_1 — зубцовый шаг по расточке статора; $b_{п}$ — ширина паза статора; $h_{п}$ — высота паза статора; $h_{кл}$ — высота пазового клина.

Перепад температуры в изоляции обмотки

$$\Delta \Theta_i = \omega_i \frac{\Delta_i}{\lambda_i}. \quad (6-55)$$

Здесь Δ_i — суммарная односторонняя толщина изоляции, которая понимается обычно как кратчайшее расстояние от меди проводников обмотки до боковой грани паза, см; λ_i — удельная интегральная теплопроводность указанного промежутка, Вт/(см·°С).

Удельная теплопроводность изоляции зависит от многих технических данных — конструкции изоляции, ее составных частей, технологии изготовления, качества покровных покрытий, принятых допусков на размеры стержней и их укладку, способа уплотнения стержней в пазах. Поэтому для каждого установившегося производственного процесса изготовления обмоток требуется экспериментальное определение удельной теплопроводности изоляции в пазах.

В настоящее время при выполнении тепловых расчетов обычно принимается: при применении изоляции обмотки на терморезистивных связующих $\lambda_i = 0,0022$ Вт/(см·°С); при mica-композитной компаундированной изоляции $\lambda_i = 0,0016$ Вт/(см·°С).

Превышение температуры сердечника статора над температурой входящего воздуха

$$\Delta\Theta_{\text{ст}} = (\omega_{\text{м}} + \omega_{\text{ст}})/\alpha_{\text{ст}}. \quad (6-56)$$

Здесь $\alpha_{\text{ст}}$ — эквивалентный коэффициент теплоотдачи сердечника статора, Вт/(см²·°С).

Теплоотдача от сердечника происходит с поверхности рашотки статора и боковых поверхностей вентиляционных каналов. Коэффициент теплоотдачи в зазоре приближенно составляет

$$\alpha_{\delta} \approx (1 + 0,067v)/450, \quad (6-57)$$

где v — окружная скорость ротора, м/с.

Обычно считают, что каждая из боковых поверхностей пакета сердечника статора рассеивает столько же теплоты, как и поверхность рашотки статора.

Кроме того, как показывает опыт, теплоотдача сердечников статоров зависит от отношения l_i/τ . Поэтому результирующий коэффициент теплоотдачи с учетом указанного выше рассчитывается по формуле

$$\alpha_{\text{ст}} = (1 + 0,067v)/k_{\text{ст}}, \quad (6-58)$$

где коэффициент $k_{\text{ст}} = f(l_i/\tau)$ может быть определен путем интерполяции данных табл. 6-9.

Таблица 6-9

l_i/τ	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0
$k_{\text{ст}}$	134	136	140	145	152	165	180	200	225

Превышение температуры наружной поверхности изоляции лобовых частей обмотки над температурой входящего воздуха

$$\Delta\Theta_{\text{л}} = \omega_i/\alpha_{\text{л}}. \quad (6-59)$$

Здесь $\alpha_{\text{л}}$ — коэффициент теплоотдачи с поверхности лобовых частей:

$$\alpha_{\text{л}} = (1 + 0,047v)/k_{\text{л}}, \quad (6-60)$$

где коэффициент $k_{\text{л}} = f(v)$ определяется по данным табл. 6-10.

Таблица 6-10

$v, \text{ м/с}$	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
$k_{\text{л}}$	750	870	990	1100	1200	1300	1410	1510	1610	1700	1800

Условия теплоотдачи с поверхности изоляции обмотки в торцевых зонах и в радиальных вентиляционных каналах статора достаточно близки. Поэтому, условно разбивая длину обмотки на пазовую и лобовую части, к последней относят также и длину участков обмотки в вентиляционных каналах. Тогда сред-

нее превышение температуры меди обмотки статора над температурой входящего воздуха

$$\Delta\Theta_M = \frac{(\Delta\Theta_i + \Delta\Theta_{ст}) (l_t - n_r b_r) + (\Delta\Theta_i + \Delta\Theta_{л}) (l_{л} + n_r b_r)}{l_t + l_{л}} \quad (6-61)$$

При определении теплового состояния обмоток статоров со значительным уровнем добавочных потерь недостаточно ограничиваться расчетом средней температуры обмоток. Необходимо также убедиться в том, что превышение температуры верхнего стержня $\Theta_{м.в}$ находится на приемлемом уровне:

$$\Delta\Theta_{м.в} = \frac{(\Delta\Theta'_i + \Delta\Theta_{ст}) (l_t - n_r b_r) + (\Delta\Theta'_i + \Delta\Theta'_{л}) (l_{л} + n_r b_r)}{l_t + l_{л}}, \quad (6-62)$$

где $\Delta\Theta'_i$ и $\Delta\Theta'_{л}$ — перепады температуры в изоляции и с поверхности изоляции для верхних стержней в пазах:

$$\Delta\Theta'_i = \Delta\Theta_i \frac{k_{fв}}{k_f};$$

$$\Delta\Theta'_{л} = \Delta\Theta_{л} \frac{k_{fв}}{k_f},$$

а $k_{fв}$ — коэффициент добавочных потерь в верхних стержнях.

В тех случаях, когда нагревы верхних и нижних стержней в пазах разнятся значительно, может оказаться целесообразным выполнение верхних

Рис. 6-7. Тепловая схема замещения статора с косвенным воздушным охлаждением

стержней с меньшей плотностью тока, иными размерами элементарных проводников или другим видом их транспозиции с тем, чтобы снизить среднюю температуру верхних стержней и местные нагревы в них.

Более точный способ расчета превышения температуры сердечника и пазовой части обмотки статора с косвенным воздушным охлаждением основывается на более подробной тепловой схеме замещения, представленной на рис. 6-7 и построенной при принятии двух основных допущений — равенства температуры воздуха у всех охлаждаемых поверхностей и отсутствия аксиального течения теплового потока (вдоль оси машины).

Полагая все пакеты сердечника статора идентичными и условия охлаждения по окружности машины одинаковыми, примем в качестве расчетной ячейки зубцовое деление одного пакета сердечника статора.

В схеме замещения на рис. 6-7 приняты следующие обозначения: p_M — потери в меди обмотки (на одном пакете и зубцовом шаге), Вт; p_z — потери в зубце пакета, Вт; p_a — потери в спинке пакета на зубцовый шаг, Вт; R_i — тепловое сопротивление

ление изоляции обмотки в пакете, °С/Вт; R_i' — тепловое сопротивление изоляции обмотки в радиальном канале, °С/Вт; R_{ir} — тепловое сопротивление на границе поверхности обмотки и воздуха в радиальном канале, °С/Вт; R_{dz} — тепловое сопротивление зубца вдоль листов стали, °С/Вт; R_{qz} — тепловое сопротивление зубца поперек листов стали, °С/Вт; $R_{z\delta}$ — тепловое сопротивление на границе зубца и воздуха в воздушном зазоре машины, °С/Вт; R_{zr} — тепловое сопротивление на границе зубца и воздуха в радиальных каналах, °С/Вт; R_{za} — тепловое сопротивление вдоль листов стали между зубцом и спинкой, °С/Вт; R_{da} — тепловое сопротивление спинки вдоль листов стали, °С/Вт; R_{qa} — тепловое сопротивление спинки поперек листов стали, °С/Вт; R_{ar} — тепловое сопротивление на границе спинки и воздуха в радиальных каналах, °С/Вт; R_{an} — тепловое сопротивление спинки с наружной поверхности сердечника, °С/Вт.

Формулы для расчета тепловых сопротивлений:

$$R_i = \frac{\Delta_i}{2\lambda_i(b_{\Pi} + h_{\Pi} - h_{\text{кл}})l_r}; \quad R_{zr} = \frac{1}{2\alpha_{zr}b_{z^{1/2}}l_r};$$

$$R_i' = \frac{\Delta_i}{2\lambda_i(b_{\Pi} + h_{\Pi} - h_{\text{кл}})b_r}; \quad R_{za} = R_{dz} + R_{da};$$

$$R_{ir} = \frac{1}{2\alpha_{ir}(b_{\Pi} + h_{\Pi} - h_{\text{кл}})b_r}; \quad R_{da} = \frac{h_a}{2\lambda_d t_{a^{1/2}}l_r};$$

$$R_{dz} = \frac{1}{2\lambda_d b_{z^{1/2}}l_r}; \quad R_{qa} = \frac{l_r}{4\lambda_q t_{a^{1/2}}h_a};$$

$$R_{qz} = \frac{l_r}{4\lambda_q b_{z^{1/2}}h_{\Pi}}; \quad R_{ar} = \frac{1}{2\alpha_{ar}t_{a^{1/2}}h_a};$$

$$R_{z\delta} = \frac{1}{\alpha_{z\delta}b_z l_r}; \quad R_{an} = \frac{1}{2\alpha_{an}l_r t_a}.$$

Здесь l_r — длина пакета сердечника статора; b_z и $b_{z^{1/2}}$ — ширина зубца на расточке и половине высоты паза соответственно; h_a — высота спинки сердечника статора; t_a и $t_{a^{1/2}}$ — зубцовое деление на периферии и в середине высоты спинки сердечника статора соответственно; λ_d — удельная теплопроводность листов стали сердечника статора; λ_q — эквивалентная удельная теплопроводность пакета сердечника в аксиальном направлении.

Коэффициент теплопроводности электротехнической стали зависит от ее химического состава и в зависимости от степени легирования стали (содержания в ней кремния) принимает следующие значения в ваттах на сантиметр-градус Цельсия:

Нормальная сталь (0,4—0,8 %)	0,48—0,41
Слаболегированная сталь (0,6—1,2%)	0,44—0,35
Среднелегированная сталь (1,8—2,3 %)	0,30—0,26
Высоколегированная сталь (3,6—4,2 %)	0,20—0,19

Теплопроводность стали в направлении поперек пакета в значительной мере зависит от типа и толщины применяемого изоляционного покрытия сегментов, технологии сборки активной стали и от усилия запрессовки.

Если представить каждый слой пакета сердечника статора как композицию трех различных сред — стали, изоляционного покрытия и воздушного промежутка с толщинами Δ_1 , Δ_2 , Δ_3 и с удельными теплопроводностями λ_1 , λ_2 и λ_3 соответственно, то эквивалентная поперечная теплопроводность этого слоя будет

$$\lambda_q = \frac{(\Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3) \lambda_1 \lambda_2 \lambda_3}{\Delta_1 \lambda_2 \lambda_3 + \Delta_2 \lambda_1 \lambda_3 + \Delta_3 \lambda_1 \lambda_2}. \quad (6-63)$$

В случае применения высоколегированной электротехнической стали с $\Delta_1 = 0,5$ мм и $\lambda_1 = \lambda_d = 0,2$ Вт/(см·°С), сегменты которой покрыты изоляционным лаком толщиной $\Delta_2 = 30$ мкм и с теплопроводностью $\lambda_2 = 0,001$ Вт/(см·°С), эквивалентная теплопроводность поперек пакета стали при воздушном промежутке между смежными сегментами $\Delta_3 = 1$ мкм составит

$$\begin{aligned} \lambda_q &= \frac{(0,5 + 0,030 + 0,001) \cdot 0,2 \cdot 0,001 \cdot 0,00026}{0,5 \cdot 0,001 \cdot 0,00026 + 0,03 \cdot 0,2 \cdot 0,00026 + 0,001 \cdot 0,2 \cdot 0,001} = \\ &= 0,0163 \text{ Вт/(см} \cdot \text{°С)}. \end{aligned}$$

При выполнении тепловых расчетов обычно принимается $\lambda_q = 0,015$ Вт/(см·°С).

Для упрощения тепловой схемы замещения, представленной на рис. 6-7, выполняется ряд математических операций, заключающихся в сложении последовательных и параллельных тепловых сопротивлений, в преобразовании соединения сопротивлений треугольником в звезду, после чего из уравнения равновесия температуры в обмотке статора могут быть получены искомые средние превышения температуры (над температурой охлаждающего воздуха):

обмотки статора

$$\begin{aligned} \Delta\Theta_{mn} &= \frac{p_m (R_i + R_1 + R_3) + p_z (R_1 + R_3) + p_a R_3}{R_i + R'_i + R_{ir} + R_1 + R_3} (R'_i + R_{ir}) + \\ &+ \frac{1}{2} \Delta\Theta_0; \end{aligned} \quad (6-64)$$

зубцов сердечника

$$\Delta\Theta_z = (p'_m + p_z) (R_1 + R_3) + p_a R_3 + \frac{1}{2} \Delta\Theta_0; \quad (6-65)$$

спинки сердечника

$$\Delta\Theta_a = (p'_m + p_z + p_a) (R_1 + R_3) + p_a R_2 + \frac{1}{2} \Delta\Theta_0, \quad (6-66)$$

где p'_m — потери в меди обмотки статора, рассеиваемые через все поверхности охлаждения сердечника:

$$p'_m = \frac{p_m (R'_i + R_{ir}) - p_z (R_1 + R_3) - p_a R_3}{R_i + R'_i + R_{ir} + R_1 + R_3}. \quad (6-67)$$

Потери в меди обмотки статора, рассеиваемые через поверхность изоляции в вентиляционных каналах сердечника:

$$p''_m = \frac{p_m (R_i + R_1 + R_3) + p_z (R_1 + R_3) + p_a R_3}{R_i + R'_i + R_{ir} + R_1 + R_3}. \quad (6-68)$$

Здесь R_1, R_2, R_3 — сопротивления, полученные в результате преобразования схемы соединения треугольником в звезду:

$$R_1 = [(R_{dz} + R_{z\delta}) (R_{qz} + R_{zr}) R_{za} (R_{da} + R_{an} + R_{qa} + R_{ar})] \times \\ \times [(R_{dz} + R_{z\delta}) (R_{qz} + R_{zr}) (R_{da} + R_{an} + R_{qa} + R_{ar}) + \\ + (R_{da} + R_{an}) (R_{qa} + R_{ar}) (R_{dz} + R_{z\delta} + R_{qz} + R_{ar}) + \\ + R_{za} (R_{dz} + R_{z\delta} + R_{qz} + R_{zr}) (R_{da} + R_{an} + R_{qa} + R_{ar})]^{-1}; \quad (6-69)$$

$$R_2 = [(R_{da} + R_{an}) (R_{qa} + R_{ar}) R_{za} (R_{dz} + R_{z\delta} + R_{qz} + R_{zr})] \times \\ \times [(R_{dz} + R_{z\delta}) (R_{qz} + R_{zr}) (R_{da} + R_{an} + R_{qa} + R_{ar}) + \\ + (R_{da} + R_{an}) (R_{qa} + R_{ar}) (R_{dz} + R_{z\delta} + R_{qz} + R_{zr}) + \\ + R_{za} (R_{dz} + R_{z\delta} + R_{qz} + R_{zr}) (R_{da} + R_{an} + R_{qa} + R_{ar})]^{-1}; \quad (6-70)$$

$$R_3 = [(R_{dz} + R_{z\delta}) (R_{qz} + R_{zr}) (R_{da} + R_{an}) (R_{qa} + R_{ar})] \times \\ \times [(R_{dz} + R_{z\delta}) (R_{qz} + R_{zr}) (R_{da} + R_{an} + R_{qa} + R_{ar}) + \\ + (R_{da} + R_{an}) (R_{qa} + R_{ar}) (R_{dz} + R_{z\delta} + R_{qz} + R_{zr}) + \\ + R_{za} (R_{dz} + R_{z\delta} + R_{qz} + R_{zr}) (R_{da} + R_{an} + R_{qa} + R_{ar})]^{-1}; \quad (6-71)$$

$\Delta\theta_0$ — превышение температуры горячего воздуха в машине над температурой холодного.

Приведенные выше выражения получены в предположении, что наиболее горячей частью статора является обмотка, среднее превышение температуры которой на полной длине сердечника рассчитывается в этом случае по формуле (6-64). Это превышение температуры может быть определено по выражению, аналогичному (6-61), при соответствующем учете подогрева лобовых частей, рассчитанного через коэффициент теплопередачи с поверхности изоляции:

$$\Delta\theta_m = \frac{\left(\Delta\theta_{mn} - \frac{1}{2} \Delta\theta_0\right) l_i + (\Delta\theta_i + \Delta\theta_l) l_n}{l_i + l_n} + \frac{\Delta\theta_0}{2}, \quad (6-72)$$

а

$$\Delta\theta_l = (1 + 0,25v_l)/450, \quad (6-73)$$

где v_l — скорость воздуха у лобовых частей обмотки статора, м/с.

Ввиду трудности определения $v_{\text{л}}$ можно воспользоваться для определения $\alpha_{\text{л}}$ выражением (6-60).

При непосредственном водяном охлаждении обмотки статора и косвенном воздушном охлаждении сердечника направление основного теплового потока обычно меняется на противоположное: часть потерь из сердечника поступает в обмотку, имеющую, как правило, более низкую температуру. Соответствующая тепловая схема замещения представлена на рис. 6-8. Так же как и рассмотренная выше тепловая схема статора с воздушным охлаждением (см. рис. 6-7), она построена в предположении, что условия охлаждения одинаковы как по окружности, так и по длине машины.

Поскольку обе схемы предполагают одну систему охлаждения сердечника статора, они характеризуются в основном теми же тепловыми сопротивлениями.

Так как температура охлаждающей воды может в общем случае отличаться от температуры охлаждающего воздуха, в цепь между тепловым сопротивлением на границе меди и воды $R_{\text{в}\alpha}$ и землей включена дополнительная ЭДС $\Delta\Theta_{\text{в. в}}$, соответствующая разности между средней температурой воды в обмотке и средней температурой воздуха в вентиляционных каналах.

Рис. 6-8. Тепловая схема замещения статора с непосредственным водяным охлаждением

В зависимости от этой разности температур может изменяться и направление теплового потока. Более высокое значение температуры воздуха соответствует на схеме знаку плюс перед ЭДС $\Delta\Theta_{\text{в. в}}$ и, наоборот, знак минус означает, что температура воды в обмотке выше температуры воздуха.

Тепловое сопротивление на границе поверхности каналов в полых медных проводниках обмотки и воды

$$R_{\text{в}\alpha} = \frac{1}{\alpha_{\text{в}} (l_r + b_r) \Pi},$$

где Π — периметр поверхности охлаждения всех полых проводников обмотки в пазу; $\alpha_{\text{в}}$ — коэффициент теплоотдачи с поверхности меди в воду.

При упрощении тепловой схемы замещения, показанной на рис. 6-8 (с использованием тех же приемов и преобразований, что и для схемы на рис. 6-7), могут быть получены следующие основные результаты:

потери статора, отводимые в воду, циркулирующую по обмотке,

$$\rho_{M\alpha} = \frac{\rho_M (R_l + R_1 + R_3) + \rho_z (R_1 + R_3) + \rho_a R_3 + \Delta\Theta_{в.в}}{R_{в\alpha} + R_i + R_1 + R_3}; \quad (6-74)$$

потери статора, отводимые охлаждающим воздухом,

$$\rho_{M.в} = \frac{\rho_M R_{в\alpha} + \rho_z (R_{в\alpha} + R_i) + \rho_a (R_{в\alpha} + R_i + R_1) - \Delta\Theta_{в.в}}{R_{в\alpha} + R_i + R_1 + R_3}. \quad (6-75)$$

Превышение температуры зубцов относительно температуры воды в обмотке

$$\Delta\Theta'_z = [\rho_M (R_1 + R_3) R_{в\alpha} + \rho_z (R_1 + R_3) (R_{в\alpha} + R_i) + \rho_a R_3 (R_{в\alpha} + R_i) + \Delta\Theta_{в.в} (R_{в\alpha} + R_i)] (R_{в\alpha} + R_i + R_1 + R_3)^{-1}; \quad (6-76)$$

превышение температуры зубцов относительно температуры охлаждающего воздуха

$$\Delta\Theta_z = [\rho_M (R_1 + R_3) R_{в\alpha} + \rho_z (R_1 + R_3) (R_{в\alpha} + R_i) + \rho_a R_3 (R_{в\alpha} + R_i) - \Delta\Theta_{в.в} (R_1 + R_3)] (R_{в\alpha} + R_i + R_1 + R_3)^{-1}; \quad (6-77)$$

превышение температуры спинки сердечника относительно температуры воды в обмотке

$$\Delta\Theta'_a = [\rho_M R_{в\alpha} R_3 + \rho_z (R_{в\alpha} + R_i) R_3 + \rho_a (R_{в\alpha} + R_i + R_1) R_3 + \Delta\Theta_{в.в} (R_{в\alpha} + R_i + R_1)] (R_{в\alpha} + R_i + R_1 + R_3)^{-1} + \rho_a R_2; \quad (6-78)$$

превышение температуры спинки сердечника относительно температуры охлаждающего воздуха

$$\Delta\Theta_a = \frac{\rho_M R_{в\alpha} + \rho_z (R_{в\alpha} + R_i) + \rho_a (R_{в\alpha} + R_i + R_1) - \Delta\Theta_{в.в}}{R_{в\alpha} + R_i + R_1 + R_3} R_3 + \rho_a R_2; \quad (6-79)$$

превышение температуры меди полых проводников обмотки над температурой воды в каналах проводников

$$\Delta\Theta_M = \rho_{M\alpha} R_{в\alpha}. \quad (6-80)$$

Здесь сопротивления R_1 , R_2 и R_3 рассчитываются соответственно по формулам (6-69) — (6-71).

Обычно применяемая конструкция стержней обмоток статоров с водяным охлаждением характеризуется чередованием полых проводников, по которым циркулирует охлаждающий дистиллят, и групп сплошных проводников. Перегрев последних зависит от места их расположения относительно полых проводников, от толщины и теплопроводности изоляционных промежутков между отдельными элементарными проводниками и плотности удельных потерь в них.

Потери, выделяющиеся в сплошных проводниках, отводятся водой, протекающей по полым проводникам, и на пути тепловых потоков от первых к последним имеются тепловые сопро-

тивления, обусловленные изоляционными промежутками между смежными элементарными проводниками.

В общем случае между двумя полыми проводниками в одном вертикальном столбце проводников стержня расположено n_c сплошных, причем каждый проводник имеет собственную изоляцию.

Очевидно, что наибольший перегрев будет иметь проводник, наиболее удаленный от полых проводников в этом вертикальном столбце, так как он отделен от зоны охлаждения наибольшим тепловым потоком $(p_c n_c)/2$ и наибольшим числом изоляционных промежутков $n_c/2$, если n_c — четное число, и $(n_c + 1)/2$, если n_c — нечетное число.

Перегрев этого проводника относительно ближайших полых проводников в вертикальном столбце может быть рассчитан по формуле

$$\Delta\theta = \frac{p_c}{b} \frac{\Delta}{\lambda} A. \quad (6-81)$$

Здесь p_c — потери в одном сплошном проводнике на единицу его длины, Вт/см; b — ширина сплошного проводника, см; Δ — толщина изоляции между двумя смежными проводниками в одном столбце, см; λ — удельная теплопроводность изоляции между проводниками, Вт/(см·°С); A — коэффициент суммирования тепловых потоков через изоляционные промежутки для наиболее удаленного от полых сплошного проводника.

Коэффициент суммирования A представляет собой сумму конечного числа членов ряда:

$$A = \sum_1^{n_c/2} \left(\frac{n_c}{2} + \frac{n_c - 2}{2} + \dots + \frac{n_c - 2k}{2} + \dots + 1 \right) \quad (6-82)$$

при n_c — четном числе и

$$A = \sum_1^{\frac{n_c+1}{2}} \left(\frac{n_c}{2} + \frac{n_c - 2}{2} + \dots + \frac{n_c - 2k}{2} + \dots + \frac{1}{2} \right) \quad (6-83)$$

при n_c — нечетном, где k — целое число 1, 2, 3 и т. д.

Для практических целей наиболее удобно пользоваться выражением

$$A = n_c (n_c + 2)/8 \quad (6-84)$$

при n_c , равном четному числу, и

$$A = (n_c + 1)^2/8 \quad (6-85)$$

при n_c — нечетном числе.

Формула (6-84) может быть также использована и для определения коэффициента суммирования при расчете перегрева крайнего в стержне сплошного проводника относительно ближайшего в вертикальном столбце полого, если положить, что

число сплошных проводников в столбце от края стержня до первого полого $n_h = n_c/2$.

Выражения (6-81) — (6-85) получены в предположении, что потери во всех сплошных проводниках стержня обмотки одинаковы; теплопередача через корпусную изоляцию обмотки, а также между вертикальными столбцами проводников отсутствует.

При сделанных выше допущениях удельные потери в сплошном элементарном проводнике, отнесенные к его одной широкой грани и на 1 см длины этого проводника, составляют

$$p_c/b = J^2 a \rho_t k_f, \quad (6-86)$$

где J — плотность тока в обмотке, А/мм²; a — высота сплошного проводника, см; ρ_t — удельное сопротивление материала проводника при фактической температуре, Ом·м; k_f — коэффициент добавочных потерь.

Подставляя p_c/b из (6-86) в (6-81), получим

$$\Delta\Theta = AJ^2 a \rho_t \cdot 10^{-6} k_f \Delta/\lambda. \quad (6-87)$$

Выражение (6-87) позволяет рассчитать максимальный перегрев сплошного проводника относительно водоохлаждаемых полюсов. Этот перегрев по условию ограничения относительных тепловых деформаций элементарных проводников и сохранения монолитности стержня не должен превосходить определенного уровня. На практике он ограничивается, как правило, значением 20 °С.

6-7. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ОБМОТКИ ВОЗБУЖДЕНИЯ

При косвенном воздушном охлаждении обмотки возбуждения выделяющиеся в ней потери отводятся в основном через наружную поверхность катушек полюсов, удельная тепловая нагрузка на которой может быть вычислена (при температуре обмотки 120 °С) по формуле

$$w_{me} = J_e^2 b_e/40, \quad (6-88)$$

где J_e — плотность тока в обмотке, А/мм²; b_e — ширина меди витка обмотки, см.

Поскольку скорость движения воздуха относительно обмотки возбуждения в значительной мере зависит от окружной скорости ротора, последняя определяет и интенсивность охлаждения обмотки. Как показывает опыт, условия охлаждения по длине катушек полюсов неодинаковы: торцевые части, пропорциональные по размеру полюсному делению, охлаждаются хуже участков катушек вдоль длины полюсов. Это предопределяет зависимость результирующего коэффициента теплоотдачи от отношения l_t/τ . На рис. 6-9 представлены соответствующие эмпирические зависимости, позволяющие определить коэффициент теплоотдачи с наружной поверхности катушек обмотки возбуждения a_e в функции окружной скорости ротора и типа системы вентиляции

при $l_t/\tau=1$ и поправочный коэффициент k_e , учитывающий соотношение основных геометрических размеров активной зоны машины.

Превышение температуры обмотки возбуждения над температурой охлаждающего воздуха составляет

$$\Delta\Theta_e = \omega_{me}/(\alpha_e k_e). \quad (6-89)$$

Широкое применение получили конструкции обмотки возбуждения с витками из меди специальных профилей типа «топорик»

или с выступающими витками, позволяющие увеличить поверхности охлаждения катушек, что, как показывает опыт, снижает нагрев обмотки возбуждения. Для этих конструкций рассчитанные по формуле (6-88) превышения температуры выше практически достигаемых в среднем на 20—25 %.

После определения значения температуры обмотки возбуждения Θ_e значение удельной тепловой нагрузки может быть уточнено:

$$\omega_{me} = \frac{J_e^2 b_e}{57} [1 + 0,004 (\Theta_e - 15)] \quad (6-90)$$

и весь тепловой расчет вновь повторен.

Наряду с традиционным косвенным воздушным охлаждением обмоток возбуждения в последнее время нашло применение форсированное

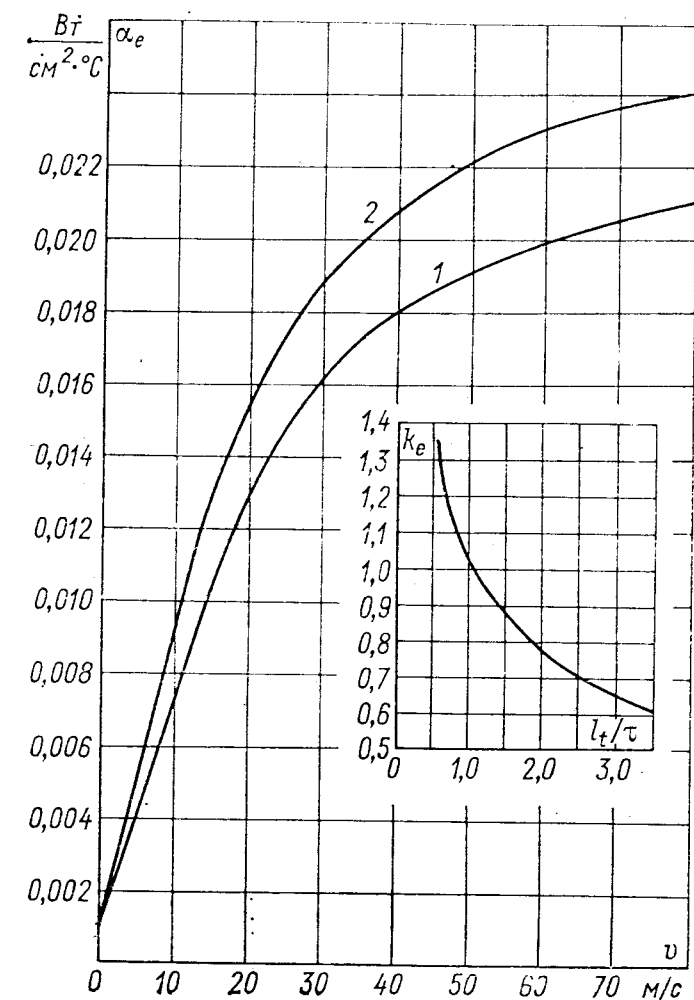


Рис. 6-9. К расчету коэффициента теплоотдачи обмотки возбуждения

1 — радиальная схема вентиляции; 2 — аксиальная схема вентиляции

воздушное охлаждение, позволяющее благодаря устройству в катушках обмотки большого числа поперечных каналов увеличить в несколько раз омываемые воздухом поверхности. При этой системе охлаждения теплоотдача от катушек в воздух происходит с поверхностей трех различных типов: с наружной в межполюсном пространстве (эквивалентное тепловое сопротивление R_{e1}), в поперечных каналах в витках или между витками (R_{e2}) и во внутреннем канале между сердечником полюса и катушкой (R_{e3}).

Полагая температуру воздуха у всех поверхностей охлаждения одинаковой, найдем средний перегрев обмотки возбуждения:

$$\Delta\Theta_e = p_e \frac{R_{e1}R_{e2}R_{e3}}{R_{e1}R_{e2} + R_{e1}R_{e3} + R_{e2}R_{e3}}, \quad (6-91)$$

где

$$R_{e1} = \frac{1}{\alpha_{e1}S_{e1}} = \frac{1}{\alpha_e k_e S_{e1}};$$

$$R_{e2} = \frac{1}{\alpha_{e2}S_{e2}}; \quad R_{e3} = \frac{1}{\alpha_{e3}S_{e3}}.$$

При известных из вентиляционного расчета скоростях воздуха в каналах коэффициенты теплоотдачи α_{e2} и α_{e3} могут быть рассчитаны по уравнению (6-44) и данным табл. 6-1.

6-8. НЕУСТАНОВИВШИЕСЯ ТЕПЛОВЫЕ РЕЖИМЫ

Неустановившиеся тепловые процессы в гидрогенераторах относятся к числу типичных эксплуатационных явлений, возникающих, например, при резких изменениях токов, протекающих по обмоткам. Расчет этих процессов основывается на ряде допущений, основными из которых являются следующие:

температура окружающего воздуха неизменна в течение всего неустановившегося теплового режима;

коэффициенты теплоотдачи и теплопроводности не зависят от температуры тела и постоянны в течение всего неустановившегося режима;

нагреваемое (или охлаждаемое) тело обладает свойством неограниченной теплопроводности, т. е. в нем градиент температуры по любому направлению равен нулю.

С учетом этих допущений неустановившийся тепловой процесс однородного тела может быть описан линейным дифференциальным уравнением с постоянными коэффициентами:

$$Pdt = cGd\Theta + \alpha S\Theta dt, \quad (6-92)$$

называемым уравнением теплового баланса. Здесь Pdt — количество потерь, выделяющихся в теле за промежуток времени dt ; $cGd\Theta$ — количество потерь, идущих на нагрев тела; $\alpha S\Theta dt$ — количество потерь, рассеиваемых с поверхности тела в окружающую среду.

Уравнение (6-92) в общем виде имеет решение

$$\Delta\Theta_t = \Delta\Theta_n + (\Delta\Theta_y - \Delta\Theta_n) \left(1 - e^{-\frac{t}{T}}\right), \quad (6-93)$$

где $\Delta\Theta_t$ — мгновенное значение превышения температуры тела; $\Delta\Theta_n$ — начальное превышение температуры тела в момент, непо-

средственно предшествовавший перегрузке; $\Delta\Theta_y$ — установившееся превышение температуры тела, которое имело бы место при длительной перегрузке заданной кратности; T — постоянная времени нагрева тела, с:

$$T = \frac{cG}{\alpha S} = \frac{cG \Delta\Theta_n}{P}. \quad (6-94)$$

Здесь c — удельная теплоемкость материала тела; G — масса тела; α — коэффициент теплоотдачи с поверхности тела в окружающую среду; S — поверхность охлаждения тела; P — потери в теле, соответствующие установившемуся превышению его температуры.

Нетрудно показать, что уравнение (6-93) справедливо как при нагревании, так и при охлаждении однородного тела.

Постоянная T характеризует интенсивность нестационарного теплообмена. На практике наиболее удобно ее рассчитывать, подставляя в выражение (6-94) известные значения потерь и перегревов при номинальном режиме работы.

Как видно из вспомогательных расчетных данных, приведенных в табл. 6-11, при экспоненциальном изменении температуры ее установившееся значение достигается через промежуток времени, равный приблизительно четырем постоянным.

Таблица 6-11

$\frac{t}{T}$	$\frac{t}{1-e^{-\frac{t}{T}}}$	$\frac{-\frac{t}{T}}{1-e^{-\frac{t}{T}}}$	$e^{-\frac{t}{T}}$	$\frac{t}{T}$	$\frac{t}{1-e^{-\frac{t}{T}}}$	$\frac{-\frac{t}{T}}{1-e^{-\frac{t}{T}}}$	$e^{-\frac{t}{T}}$
0,1	0,095	0,950	0,905	0,9	0,593	0,659	0,407
0,2	0,181	0,905	0,819	1,0	0,632	0,632	0,368
0,3	0,259	0,863	0,741	1,5	0,777	0,518	0,223
0,4	0,330	0,825	0,670	2,0	0,865	0,433	0,135
0,5	0,394	0,788	0,606	3,0	0,950	0,317	0,050
0,6	0,451	0,752	0,549	4,0	0,982	0,245	0,018
0,7	0,503	0,719	0,497	5,0	0,993	0,199	0,007
0,8	0,551	0,689	0,449	6,0	0,9975	0,166	0,0025

Обмотка статора с косвенным воздушным охлаждением. При расчете переходных тепловых процессов статора, связанных с перегрузками обмотки по току, активная зона статора условно разбивается на три элемента, каждый из которых с достаточным приближением можно считать однородным телом: сердечник статора, пазовая часть обмотки, лобовые части обмотки.

В соответствии с этим мгновенные значения превышений температуры для заданной кратности перегрузки k составят:

для сердечника статора

$$\Delta\Theta_{ст. t} = \Delta\Theta_{ст. н} + (\Delta\Theta_{ст. y} - \Delta\Theta_{ст. н}) \left(1 - e^{-\frac{t}{T_{ст}}}\right); \quad (6-95)$$

для изоляции обмотки (перепад температуры по толщине изоляции)

$$\Delta\Theta_{it} = \Delta\Theta_{i\text{ н}} + (\Delta\Theta_{i\text{ у}} - \Delta\Theta_{i\text{ н}}) \left(1 - e^{-\frac{t}{T_{\text{М}l}}}\right); \quad (6-96)$$

для поверхности изоляции обмотки в лобовых частях

$$\Delta\Theta_{лt} = \Delta\Theta_{л\text{ н}} + (\Delta\Theta_{л\text{ у}} - \Delta\Theta_{л\text{ н}}) \left(1 - e^{-\frac{t}{T_{\text{М.л}}}}\right); \quad (6-97)$$

среднее превышение температуры обмотки статора

$$\Delta\Theta_{\text{М}t} = (\Delta\Theta_{it} + \Delta\Theta_{\text{ст}t}) \frac{2l}{l_a} + (\Delta\Theta_{it} + \Delta\Theta_{лt}) \left(1 - \frac{2l}{l_a}\right). \quad (6-98)$$

Здесь l — длина сердечника статора без вентиляционных каналов; l_a — длина витка обмотки статора.

Выражения (6-95) — (6-98), как и последующие (6-99) — (6-101), получены в предположении, что потери в стержне обмотки по его длине постоянны и, следовательно, перепад температуры в изоляции пазовой и лобовой частей стержня одинаков. Детальные расчеты показывают, что для обмоток с косвенным воздушным охлаждением это допущение не вносит сколько-нибудь существенных погрешностей в результаты.

Поскольку перепад температуры в изоляции и превышение температуры поверхности изоляции лобовых частей определяются исключительно потерями в обмотке, выражения (6-96) и (6-97) могут быть упрощены:

$$\Delta\Theta_{it} = \Delta\Theta_{i\text{ н}} \left[1 + (k^2 - 1) \left(1 - e^{-\frac{t}{T_{\text{М}l}}}\right)\right]; \quad (6-96a)$$

$$\Delta\Theta_{лt} = \Delta\Theta_{л\text{ н}} \left[1 + (k^2 - 1) \left(1 - e^{-\frac{t}{T_{\text{М.л}}}}\right)\right]. \quad (6-97a)$$

Установившиеся значения превышений температуры определяются в соответствии с общепринятыми методами расчетов.

Постоянные времени нагрева элементов статора: сердечника

$$T_{\text{ст}} = \frac{c_{\text{ст}}G_{\text{ст}} + c_{\text{М}}G_{\text{М}} \frac{2l}{l_a} k_i}{P_{\text{ст}} + P_{\text{М}} \frac{2l}{l_a}} \Delta\Theta_{\text{ст}}; \quad (6-99)$$

пазовой части обмотки

$$T_{\text{М}l} = \frac{c_{\text{М}}G_{\text{М}}k_i\Delta\Theta_i}{P_{\text{М}}}; \quad (6-100)$$

$$T_{м.л} = \frac{c_m G_m k_i \Delta \Theta_l}{P_m}. \quad (6-101)$$

Здесь $G_{ст}$ — масса стали сердечника статора, кг; G_m — масса меди обмотки статора, кг; $P_{ст}$ — суммарные потери в стали сердечника статора, кВт; P_m — суммарные потери в обмотке статора, кВт; k_i — коэффициент, учитывающий теплоемкость изоляции обмотки; $c_{ст}$ — удельная теплоемкость стали: $c_{ст} = 0,48$ кДж/(кг·°С); c_m — удельная теплоемкость меди: $c_m = 0,39$ кДж/(кг·°С).

Коэффициент k_i является функцией характеристик изоляции, номинального напряжения и размеров машины. Для гидрогенераторов с номинальным напряжением 10,5 кВ и выше при расчетах можно принять в среднем $k_i = 2$.

Если допустить, что в процессе перегрузки средняя температура обмотки составляет 90°С и принять указанные выше значения c_m и k_i , то можно заметно упростить выражения (6-100) и (6-101):

$$T_{м.л} = 300 \Delta \Theta_l / J_э^2; \quad T_{м.л} = 300 \Delta \Theta_l / J_э^2. \quad (6-100a; \quad 6-101a)$$

Здесь $J_э$ — эквивалентная плотность тока в обмотке (с учетом добавочных потерь), А/мм².

Постоянная времени нагрева сердечника статора, как показывают результаты расчетов, изменяется для гидрогенераторов различных исполнений в относительно узких пределах: 50—65 мин.

Постоянная времени нагрева пазовой части обмотки статора с изоляцией на термореактивных связующих находится обычно в пределах 8,5—12,5 мин и в значительной мере зависит от толщины изоляции и, следовательно, от значения номинального напряжения. Для предварительных расчетов можно воспользоваться следующей эмпирической формулой:

$$T_{м.л} = 0,8 U, \quad (6-102)$$

где U — номинальное линейное напряжение статора, кВ.

В случае применения компаундированной микалентной изоляции, обладающей в 1,3—1,4 раза более низкой теплопроводностью, постоянная времени нагрева соответственно возрастает. Постоянная времени нагрева лобовых частей обмотки статора составляет в среднем 15 мин и в зависимости от условий охлаждения колеблется обычно в пределах 13—17 мин.

Обмотка возбуждения с воздушным охлаждением. Практически все потери, выделяющиеся в однорядных обмотках возбуждения, снимаются воздухом, омывающим наружную поверхность катушек. По этой причине обмотка возбуждения может рассматриваться как однородное тело и, следовательно, переходные

тепловые процессы в ней могут описываться приведенными выше уравнениями (6-92) — (6-94).

Мгновенное значение превышения температуры обмотки возбуждения в процессе перегрузки кратности k составляет

$$\Delta\Theta_{et} = \Delta\Theta_{en} \left[1 + (k^2 - 1) \left(1 - e^{-\frac{t}{T_e}} \right) \right], \quad (6-103)$$

где $\Delta\Theta_{en}$ — начальное значение превышения температуры в момент, непосредственно предшествовавший перегрузке.

Постоянная времени нагрева обмотки возбуждения T_e может быть рассчитана аналогично постоянным времени нагрева обмотки статора [см. выражения (6-100), (6-101)] при принятии коэффициента $k_i = 1$, поскольку теплоемкость изоляции обмотки возбуждения весьма мала:

$$T_e = \frac{c_m G_e \Delta\Theta_e}{P_e} \quad (6-104)$$

или при средней температуре обмотки в процессе перегрузки 90°C

$$T_e = 150 \frac{\Delta\Theta_e}{J_e^2}. \quad (6-105)$$

Здесь G_e — масса меди обмотки возбуждения, кг; P_e — потери в обмотке возбуждения, кВт; $\Delta\Theta_e$ — превышение температуры обмотки возбуждения, $^\circ\text{C}$; J_e — плотность тока в обмотке, А/мм², при которой имеют место потери P_e в ней и перегрев $\Delta\Theta_e$.

Постоянная времени нагрева обмотки возбуждения гидрогенераторов с косвенным воздушным охлаждением составляет 20—35 мин. При применении конструкций с выступающими по наружной поверхности витками или специальных профилей меди, обеспечивающих более эффективное охлаждение, постоянная времени нагрева снижается до 16—28 мин.

Постоянная времени нагрева обмоток возбуждения с форсированным охлаждением, достигаемым при использовании конструкции с поперечными каналами внутри отдельных витков катушек или между витками, существенно ниже и составляет 7—12 мин.

Обмотки статора и ротора с непосредственным водяным охлаждением. Экспериментальные исследования проводников, охлаждаемых непосредственно водой, показали, что их дополнительный подогрев при внезапном нагружении током может быть рассчитан с достаточной для практических целей точностью из условия адиабатного нагревания.

Полагая, что подогрев меди обмотки и воды в каналах проводников одинаков, уравнение нагрева обмотки можно записать в следующем виде:

$$P dt = c_m G_m d\Theta + c_0 G_0 d\Theta, \quad (6-106)$$

где $c_0 G_0 d\Theta$ — количество потерь, идущих на нагрев воды, находящейся в каналах полых проводников обмотки. Отсюда скорость нарастания температуры обмотки с полыми проводниками, заполненными неподвижной водой,

$$\frac{d\Theta}{dt} = \frac{P}{c_M G_M + c_0 G_0} = \frac{J_3^2 (k^2 - 1) \rho_M}{c_M \gamma_M (1 + \sigma)} = \frac{J_3^2}{175} (k^2 - 1) \frac{1}{1 + \sigma}. \quad (6-107)$$

Здесь J_3 — эквивалентная плотность тока в обмотке при номинальной нагрузке, А/мм²; ρ_M — удельное электрическое сопротивление меди; при средней температуре обмоток с водяным охлаждением 50 °С $\rho_M = 0,0199 \cdot 10^{-6}$ Ом·м; $\sigma = c_0 \gamma_0 S_0 / (c_M \gamma_M S_M)$ — относительная теплоемкость охлаждающей воды; c_0 — удельная теплоемкость воды: $c_0 = 4,18$ кДж/(кг·°С); γ_0 — плотность воды: $\gamma_0 = 1000$ кг/м³; γ_M — плотность меди: $\gamma_M = 8900$ кг/м³; S_0 и S_M — площади охлаждающих каналов и меди обмотки соответственно.

Коэффициент σ для обмоток из меди с непосредственным водяным охлаждением может быть вычислен по выражению

$$\sigma_0 = 1,2 \frac{q}{1 - q},$$

где q — отношение сечения каналов в стержне (витке) к полному его сечению. В выполненных обмотках статоров среднее значение $q = 0,15$. В обмотках роторов, характеризующихся обычно большой длиной охлаждающих каналов, доля их сечения несколько выше и составляет в среднем $q = 0,20$.

Уравнение (6-107) было получено для обмотки, охлаждающие каналы в которой заполнены неподвижной водой.

При достаточно длительных перегрузках обмотки или относительно коротких охлаждающих каналах в ней расчет скорости нарастания температуры обмотки может быть сделан по уточненному выражению:

$$\frac{d\Theta}{dt} = \frac{J_3^2}{175} (k^2 - 1) \frac{1}{1 + \sigma (1 + k_1 v t / l_K)}. \quad (6-108)$$

Здесь k_1 — коэффициент, учитывающий отвод теплоты из обмотки движущейся водой: $k_1 = 0,4 \div 0,5$; v — скорость движения воды в каналах обмотки, м/с; l_K — суммарная длина одной параллельной ветви по ходу воды в обмотке (одного охлаждающего канала), м; t — время перегрузки, с.

Исходя из того что дополнительный подогрев воды в обмотке не должен превосходить ее температуры при номинальном режиме более чем на $\Delta\Theta_{\text{доп}}$ и пользуясь выражениями (6-107) и (6-108), можно рассчитать допустимые длительности перегрузок обмоток по току, если в конце перегрузки установившийся режим не достигается. Последнее условие должно быть проверено по следующей формуле:

$$k_{\text{доп}} = \sqrt{1 + \Delta\Theta_{\text{доп}} / \Delta\Theta_{\text{ном}}}, \quad (6-109)$$

где $k_{\text{доп}}$ — максимальная кратность допустимой длительной перегрузки, при которой температура обмотки повышается на $\Delta\Theta_{\text{доп}}$; $\Delta\Theta_{\text{ном}}$ — перегрев воды в обмотке при номинальной нагрузке, °С.

Перегрузки обмоток с кратностью $k=1,1$ могут допускаться длительно при практически любых параметрах системы непосредственного водяного охлаждения.

6-9. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ДЕМПФЕРНОЙ ОБМОТКИ

Нагрев демпферных обмоток определяется, как правило, по условиям их работы в длительно допустимых несимметричных режимах, регламентированных стандартами или техническими условиями на поставку. В этих режимах магнитное поле токов обратной последовательности (см. § 4-6) наводит во всех замкнутых контурах ротора токи двойной частоты, которые могут быть рассчитаны по схемам замещения (см. рис. 4-3):

в демпферной обмотке по продольной оси

$$I_{2Dd} = I_2 \frac{x_d'' - x_l}{x_{kd}}; \quad (6-110)$$

в демпферной обмотке по поперечной оси

$$I_{2Dq} = I_2 \frac{x_q'' - x_l}{x_{kq}}; \quad (6-111)$$

в обмотке возбуждения

$$I_{2f} = I_2 \frac{x_d'' - x_l}{x_f}. \quad (6-112)$$

Добавочные потери в киловаттах от токов обратной последовательности составят:

в демпферной обмотке по продольной оси

$$\Delta P_{Dd} = \frac{1}{2} r_{kd} S_{\text{ном}} k_{f2D} I_{2Dd}^2; \quad (6-113)$$

в демпферной обмотке по поперечной оси

$$\Delta P_{Dq} = \frac{1}{2} r_{kq} S_{\text{ном}} k_{f2D} I_{2Dq}^2; \quad (6-114)$$

в обмотке возбуждения

$$\Delta P_e = \frac{1}{2} r_f S_{\text{ном}} k_{f2f} I_{2f}^2. \quad (6-115)$$

Здесь r_{kd} , r_{kq} и r_f — соответственно сопротивления демпферной обмотки по продольной и поперечной осям, обмотки возбужде-

ния, приведенные к обмотке статора; k_{f2D} — коэффициент добавочных потерь в стержнях демпферной обмотки при частоте $f = 2f_{\text{ном}}$:

$$k_{f2D} = 0,885 d_b \sqrt{f/50}, \quad (6-116)$$

где d_b — диаметр демпферных стержней, см; при $f = 100$ Гц $k_{f2D} = 1,25 d_b$; при $f = 120$ Гц $k_{f2D} = 1,37 d_b$; k_{f2f} — коэффициент добавочных потерь в обмотке возбуждения при частоте $f = 2f_{\text{ном}}$:

$$k_{f2f} = 1 + 0,107 \omega_e^2 \left(\frac{f}{50} \frac{2b_e}{\tau_{\text{ср}} - b_m} \right)^2 a_e^4, \quad (6-117)$$

где ω_e — число витков обмотки возбуждения на полюс; b_e и a_e — ширина и высота витка обмотки возбуждения, см; $\tau_{\text{ср}}$ — среднее полюсное деление на половине высоты сердечников полюсов, см; b_m — ширина сердечника полюса, см.

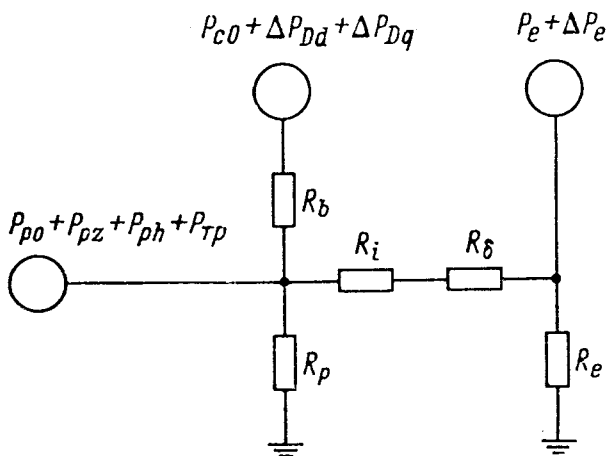


Рис. 6-10. Тепловая схема замещения полюсов

Средние превышения температуры демпферных стержней и обмотки возбуждения с учетом добавочных потерь в них от токов обратной последовательности можно определить, воспользовавшись упрощенной тепловой схемой замещения, изображенной на рис. 6-10. На этой схеме приняты следующие обозначения: $P_{\text{тр}}$ — потери на поверхности полюсных наконечников от трения

о воздух, Вт; R_b — тепловое сопротивление воздушного промежутка между демпферными стержнями и стенками пазов для них в полюсных наконечниках, °С/Вт; R_p — тепловое сопротивление на границе поверхности полюсных наконечников и воздуха в воздушном зазоре, °С/Вт; R_i — тепловое сопротивление изоляции сердечников полюсов, °С/Вт; R_δ — тепловое сопротивление воздушного промежутка между катушками обмотки возбуждения и сердечниками полюсов, °С/Вт; R_e — тепловое сопротивление обмотки возбуждения, °С/Вт.

Потери на поверхности полюсных наконечников от трения о воздух в киловаттах могут быть рассчитаны по эмпирической формуле

$$P_{\text{тр}} = 0,045 \cdot 2 p b_p l_p v^3, \quad (6-118)$$

где b_p — ширина полюсного наконечника, см; l_p — длина полюсного наконечника, см; v — окружная скорость на периферии ротора, м/с.

Тепловые сопротивления, входящие в тепловую схему замещения на рис. 6-10, определяются следующим образом:

$$R_b = \frac{\delta_b}{\lambda_b 2 \rho n_b \pi d_b l_p}; \quad R_p = \frac{1}{\alpha_p 4 \rho (b_p + 2 h_p) l_p};$$

$$R_i = \frac{\Delta_{i2}}{\lambda_{i2} 4 \rho l_p a_e \omega_e}; \quad R_\delta = \frac{\delta_2}{\lambda_b 4 \rho l_p a_e \omega_e};$$

$$R_e = \frac{1}{\alpha_e k_e 2 \rho l_e a_e \omega_e}.$$

Здесь δ_b — средний эквивалентный воздушный зазор между демпферными стержнями и стенками пазов для них, зависящий от качества сборки сердечников полюсов и зачеканки демпферных стержней; при расчетном зазоре 0,025 см $\delta_b \approx 0,015$ см; λ_b — удельная теплопроводность воздуха, определяемая по табл. 6-1; n_b — число демпферных стержней на полюс; h_p — высота полюсного наконечника; Δ_{i2} — толщина изоляции сердечников полюсов, $\Delta_{i2} \approx 0,4$ см; λ_{i2} — удельная теплопроводность изоляции сердечников полюсов; обычно $\lambda_{i2} = 0,001$ Вт/(см·°С); δ_2 — средний эквивалентный воздушный зазор между сердечниками полюсов и катушками обмотки возбуждения; в среднем $\delta_2 \approx 0,2$ см; l_e — средняя длина витка обмотки возбуждения, см; α_p — коэффициент теплоотдачи с поверхности полюсных наконечников, Вт/(см²·°С): $\alpha_p = 1 + 0,1 v/450$, где v — окружная скорость ротора, м/с.

Используя для упрощения тепловой схемы метод наложения, получаем следующие выражения для средних превышений температуры с учетом всех составляющих потерь в элементах конструкции полюсов:

превышение температуры поверхности полюсных наконечников

$$\Delta\Theta_p = [(P_{p0} + P_{pz} + P_{ph} + P_{тр} + P_{c0} + \Delta P_{Dd} + \Delta P_{Dq})(R_i + R_\delta + R_e) + (P_e + \Delta P_e) R_e] (R_p + R_i + R_\delta + R_e)^{-1} R_p; \quad (6-119)$$

превышение температуры стержней демпферной обмотки

$$\Delta\Theta_b = \Delta\Theta_p + (P_{c0} + \Delta P_{Dd} + \Delta P_{Dq}) R_b; \quad (6-120)$$

превышение температуры обмотки возбуждения

$$\Delta\Theta_e = \{[(P_e + \Delta P_e)(R_\delta + R_i + R_p) + (P_{p0} + P_{pz} + P_{ph} + P_{тр} + P_{c0} + \Delta P_{Dd} + \Delta P_{Dq}) R_p] / (R_p + R_i + R_\delta + R_e)^{-1}\} R_e. \quad (6-121)$$

Переток теплоты между обмоткой возбуждения и сердечниками полюсов

$$P_{eh} = \pm \frac{(P_e + \Delta P_e) R_e - (P_{p0} + P_{pz} + P_{ph} + P_{тр} + P_{c0} + \Delta P_{Dd} + \Delta P_{Dq}) R_p}{R_p + R_i + R_\delta + R_e}, \quad (6-122)$$

при этом знак плюс относится к случаю, когда обмотка возбуждения имеет более высокую температуру, чем поверхность полюсов, а знак минус — к случаю, когда часть потерь от полюсов отводится через поверхность охлаждения катушек обмотки возбуждения.

Приведенный метод теплового расчета базируется на тех же допущениях; что и изложенные ранее тепловые расчеты статора и обмотки возбуждения, а также предполагает, что тепловые сопротивления стали полюсов по сравнению с сопротивлениями схемы малы, потери по длине и ширине полюсных наконечников распределены равномерно, а условия охлаждения на всей поверхности полюсных наконечников одинаковы.

Вместе с тем в действительности поверхностные потери в стали в значительной степени определяются местным воздушным зазором под данным участком полюса, что обуславливает неравномерность их распределения в тангенциальном направлении, и имеют максимум под серединой полюсов. Как показывает опыт, эпюры распределений расчетных поверхностных потерь и фактических превышений температуры на поверхности полюсных наконечников весьма близки. Это позволяет средние превышения температуры $\Delta\Theta_p$ и $\Delta\Theta_b$, полученные для средних воздушных зазоров, пересчитать на максимальные значения местных поверхностных потерь на роторе и определить тем самым максимальные превышения температуры полюсных наконечников и стержней демпферной обмотки, соответствующие потерям под серединой полюсов.

Изложенный выше метод расчета применим к условиям работы в стационарных тепловых режимах, включая и работу с постоянной несимметричной нагрузкой.

Для расчета переходных тепловых процессов, связанных с внезапным нагружением током обратной последовательности, можно воспользоваться методом, аналогичным изложенному в § 6-8 применительно к статору и основанным на тех же допущениях.

Установившиеся в конце переходного процесса средние значения превышений температуры полюсных наконечников, демпферных стержней и обмотки возбуждения могут быть рассчитаны по выражениям (6-120) и (6-121) и в общем случае представлены в виде

$$\Delta\Theta_{p y} = \Sigma\Theta_{p н} + \beta_p I_2^2; \quad (6-123)$$

$$\Delta\Theta_{b y} = \Delta\Theta_{b н} + \beta_b I_2^2; \quad (6-124)$$

$$\Delta\Theta_{e y} = \Delta\Theta_{e н} + \beta_e I_2^2, \quad (6-125)$$

где $\Delta\Theta_{p н}$, $\Delta\Theta_{b н}$, $\Delta\Theta_{e н}$ — перегревы соответствующих тел в предшествовавшем переходному процессу симметричном режиме, а члены вида βI_2^2 — дополнительные подогревы, полученные в результате его нарушения.

Тогда мгновенные превышения температуры:
полюсных наконечников

$$\Delta\Theta_{pt} = \Delta\Theta_{pн} + \beta_p I_2^2 \left(1 - e^{-\frac{t}{T_p}}\right); \quad (6-126)$$

демпферных стержней

$$\Delta\Theta_{bt} = \Delta\Theta_{bн} + \beta_b I_2^2 \left(1 - e^{-\frac{t}{T_b}}\right); \quad (6-127)$$

обмотки возбуждения

$$\Delta\Theta_{et} = \Delta\Theta_{eн} + \beta_e I_2^2 \left(1 - e^{-\frac{t}{T_e}}\right). \quad (6-128)$$

Постоянные времени нагревания:
полюсных наконечников

$$T_p = \frac{c_{ст} G_p + c_m G_b}{\Delta P_{Dd} + \Delta P_{Dq}} \beta_p I_2^2; \quad (6-129)$$

демпферных стержней

$$T_b = \frac{c_m G_b \beta_b I_2^2}{\Delta P_{Dd} + \Delta P_{Dq}}, \quad (6-130)$$

где G_p — масса полюсных наконечников, кг; G_b — масса демпферных стержней, кг.

Постоянная времени нагревания обмотки возбуждения T_e рассчитывается по выражению (6-104).

6-10. РАСЧЕТ ДОПУСТИМОЙ НАГРУЗКИ ПРИ НЕСИНУСОИДАЛЬНОМ ТОКЕ СТАТОРА

Если форма кривой тока статора генератора отличается от синусоидальной, что, например, имеет место при работе на выпрямительную нагрузку, в генераторе возникают дополнительные потери, вызывающие повышенный нагрев его обмоток. Для определения этих потерь производится гармонический анализ кривой тока и определяются амплитуды высших гармонических тока I_v в долях основной гармонической. Обычно в кривой тока содержатся нечетные и не кратные трем гармонические: $v = 1, 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, \dots$

Действующее значение гармоник тока I_v , вызываемых выпрямителями, зависит от параметров схемы со стороны питания выпрямителей переменным током и может быть вычислено с достаточным приближением по формуле

$$I_v = \frac{k_v}{v} \frac{I_1}{\sqrt{1 + (I_1 x_v)^2}}, \quad (6-131)$$

где x_v — приведенное индуктивное сопротивление схемы питания для v -й гармонической в относительных единицах; $k_v = 1$ для

$\nu=5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25$ в 6-фазной схеме и для $\nu=11, 13, 23, 25$ в 12-фазной схеме; для $\nu=5, 7, 17, 19$ в 12-фазной схеме $k_\nu = 0,2$.

Расчет приведенного сопротивления x_ν производится по схеме замещения, в которой индуктивные сопротивления трансформаторов, реакторов, индукционных регуляторов, кабелей и воздушных линий определяются через известные сопротивления первой гармонической $x_\nu = \nu x_1$, а индуктивное сопротивление гидрогенератора $x_\nu = 0,7\nu x_2$, где коэффициент 0,7 учитывает влияние повышенного вытеснения тока в цепях ротора на реактивное сопротивление токам обратной последовательности генератора x_2 .

По известным значениям высших временных гармонических в кривой тока статора могут быть вычислены в киловаттах добавочные потери:

в обмотке статора

$$\Delta P_{M\nu} = P_M [\Sigma I_\nu^2 + (k_f - 1) \Sigma I_\nu^2 \nu^2]; \quad (6-132)$$

в обмотке возбуждения

$$\Delta P_{ev} = \frac{1}{2} r_f S_{\text{ном}} [k_{f300f} (I_5 + I_7)^2 + k_{f600f} (I_{11} + I_{13})^2 + k_{f900f} (I_{17} + I_{19})^2 + \dots + 1 \left(\frac{x_d'' - x_l}{x_f} \right)^2]; \quad (6-133)$$

в демпферной обмотке

$$\Delta P_{D\nu} = \frac{1}{2} r_{kd} S_{\text{ном}} [k_{f300D} (I_5 + I_7)^2 + k_{f600D} (I_{11} + I_{13})^2 + k_{f900D} (I_{17} + I_{19})^2 + \dots + 1 \left(\frac{x_d'' - x_l}{x_{kd}} \right)^2]. \quad (6-134)$$

Коэффициенты добавочных потерь в обмотках статора, возбуждения и демпферной определяются по выражениям (5-17), (6-116) и (6-117).

Добавочными потерями в сердечниках статора и ротора генератора от вращающихся магнитных полей, обусловленных гармоническими в кривой тока статора, обычно пренебрегают. Вследствие наличия на роторе демпфирующих контуров эти поля, как правило, незначительны.

По найденным значениям добавочных потерь в обмотках можно рассчитать их превышения температуры и определить, если генератор не был специально спроектирован для условий работы на несинусоидальную нагрузку, каково должно быть снижение мощности, чтобы температура ни одной из обмоток не превосходила заданного значения.

По условию неизменности нагрева обмотки статора максимально допустимый ток статора заданной формы составляет

$$I = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{P_M (1 + k_f)}{P_M (1 + k_f) + \Delta P_{M\nu}}}. \quad (6-135)$$

Аналогично максимально допустимый ток в обмотке возбуждения определяется из условия

$$i_e = i_{e \text{ ном}} \sqrt{\frac{P_e}{P_e + \Delta P_{cv}}} \quad (6-136)$$

Превышение температуры демпферной обмотки и допустимая нагрузка генератора, определяемые добавочными потерями ΔP_{Dv} , могут быть рассчитаны по методу, изложенному выше, в § 6-9. При этом, если превышение температуры демпферной обмотки $\Delta\Theta_b$ оказывается больше рассчитанного для предельно допустимой длительной несимметричной нагрузки или выше максимально допустимого в длительном режиме $\Delta\Theta_{b \text{ max}}$, то ток статора должен быть понижен до

$$I = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\Delta\Theta_b}{\Delta\Theta_{b \text{ max}}}} \quad (6-137)$$

Окончательно максимально допустимая нагрузка генератора при несинусоидальном токе статора принимается наименьшей из трех значений, определяемых по условиям неизменности потерь в обмотке статора, в обмотке возбуждения и в демпферной обмотке.

При питании от синхронного генератора выпрямителей на кривую рабочего напряжения генератора, соответствующую основной гармонике тока, налагается ряд гармонических напряжений, обусловленных протеканием по обмотке токов высших гармонических.

Значение относительного искажения напряжения может быть вычислено по формуле

$$\Delta U = \sum I_v 0,7 v x_2 \quad (6-138)$$

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

КОМПОНОВКА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

7-1. КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Как указывалось в главе первой, основным фактором, определяющим конструкцию гидрогенераторов, является относительно низкая частота вращения его привода — гидравлической (водяной) турбины. Это обстоятельство в сочетании с большой единичной мощностью современных гидроагрегатов, составляющей несколько сот тысяч киловатт, приводит к тому, что размеры гидрогенераторов становятся очень велики (диаметр до 20 м, высота до 13 м), а масса нередко превосходит 1500 т.

С учетом ограниченных возможностей подъемно-транспортных средств, а также железнодорожного или иного вида транс-

порта по габаритам и массам перевозимых грузов гидрогенераторы и их узлы выполняются разборными.

Разборность, большое число сопрягаемых узлов и деталей, наличие множества мест крепления (при обеспечении их доступности) делают конструкцию гидрогенераторов весьма сложной и трудоемкой. При этом технология изготовления должна обеспечивать сопряжение отдельных частей и деталей с высокой точностью размеров и формы собираемых узлов, несмотря на то, что некоторые из них, как, например, статор и ротор, могут достигать нескольких десятков метров по периметру.

Важнейшим фактором, определяющим конструкцию гидрогенератора, является также расположение вала агрегата — вертикальное или горизонтальное.

Ввиду того что для горизонтального гидрогенератора практически невозможно обеспечить необходимую жесткость статора и ротора при значительной массе последнего, подобные машины встречаются редко и обычно для частот вращения свыше 600 об/мин. В Советском Союзе, где по характеру водных ресурсов устанавливаются гидроагрегаты с частотой вращения не выше 500 об/мин, горизонтальные машины обычного исполнения не применяются.

Однако в последнее время как в СССР, так и за рубежом находят все большее применение горизонтальные гидроагрегаты специального исполнения — капсульные. Перспективы их развития связаны со строительством низконапорных русловых ГЭС, а также с созданием приливных электростанций (ПЭС).

Таким образом, все сколько-нибудь значительные гидростанции оснащаются гидроагрегатами вертикального исполнения.

При вертикальном расположении вала в конструкции гидрогенераторов имеются специальные узлы, отсутствующие в горизонтальных электрических машинах. Такими узлами являются: подпятник, воспринимающий вес вращающихся частей генератора и турбины, а также осевое гидравлическое усилие, действующее на рабочее колесо турбины; направляющие подшипники (один или два), удерживающие вал от радиальных перемещений; крестовины, в которых расположены подпятник (кроме тех случаев, когда подпятник установлен на крышке турбины) и направляющие подшипники; перекрытия по генератору и шахте турбины.

Усилия на опорные узлы гидроагрегата весьма значительны и, порой, превышают 30 МН, что обуславливает сложность конструкций. Такая большая нагрузка определяется, с одной стороны, осевым гидравлическим усилием, которое может превосходить половину общей нагрузки на подпятник, а с другой — требованиями к ротору генератора по динамическому моменту инерции (маховому моменту) и прочности. Ротор должен обладать определенным динамическим моментом инерции, обеспечивающим устойчивую работу генератора и регулирование частоты вращения турбины, а по прочности — быть рассчитан на

угонную частоту вращения турбины, которая превышает номинальную в 1,7—2,2 раза (в зависимости от типа турбины). Подробно о требованиях к ротору гидрогенератора сказано в работе [38].

7-2. КОМПОНОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Вертикальные гидрогенераторы по своей компоновке разделяются на подвесные — с подпятником, расположенным над ротором, и зонтичные — с подпятником под ротором. На рис. 7-1—7-4 представлены гидрогенераторы обоих типов.

В генераторе, изображенном на рис. 7-1, статор, состоящий из корпуса 1, сердечника 2 и обмотки 3, опирается на фундаментные плиты 4. Внутри статора расположен ротор с валом 9 и тормозным кольцом 5. Через закрепленную на валу втулку 17 и диск 16 ротор опирается на неподвижные сегменты 15 подпятника, помещенного на опорной крестовине 14. Такое исполнение гидрогенератора называется подвесным. Верхний направляющий подшипник 13 находится в центральной части верхней (опорной) крестовины, нижний 12 — в нижней крестовине 11. На ней же установлены тормоза-домкраты 10, расположенные под тормозным кольцом ротора.

Как видно из рис. 7-1, вал гидрогенератора имеет в данном случае два направляющих подшипника, третьим подшипником агрегата служит подшипник турбины, размещенный вблизи рабочего колеса.

Когда расстояние между подшипником турбины и верхним подшипником генератора таково, что вал агрегата обладает достаточной жесткостью при двух подшипниках, нижний генераторный можно не устанавливать. Выбор необходимого числа подшипников определяется расчетом вала на жесткость и критическую частоту вращения [38]. Конструкция подвесного гидрогенератора с одним направляющим подшипником представлена на рис. 7-2. Очевидно, что отказ от нижнего подшипника упрощает конструкцию всей машины: отпадает необходимость в нижней крестовине (тормоза-домкраты устанавливаются непосредственно на фундамент), масляной ванне и шейке вала для подшипника, системе его охлаждения и т. п. Кроме того, снижается общая высота агрегата, что может дать определенную экономию при строительстве здания ГЭС.

В гидрогенераторах зонтичного типа различаются две основные модификации, отличающиеся между собой местом установки подпятника: на нижней (опорной) крестовине генератора (или внутри ее центральной части) — рис. 7-3 и на крышке турбины — рис. 7-4. Последняя конструкция является наиболее компактной. Первая серия гидрогенераторов с такой опорой подпятника мощностью 50 МВ·А была изготовлена в 1951 г. для Цимлянской ГЭС. Дальнейшее развитие эта конструкция

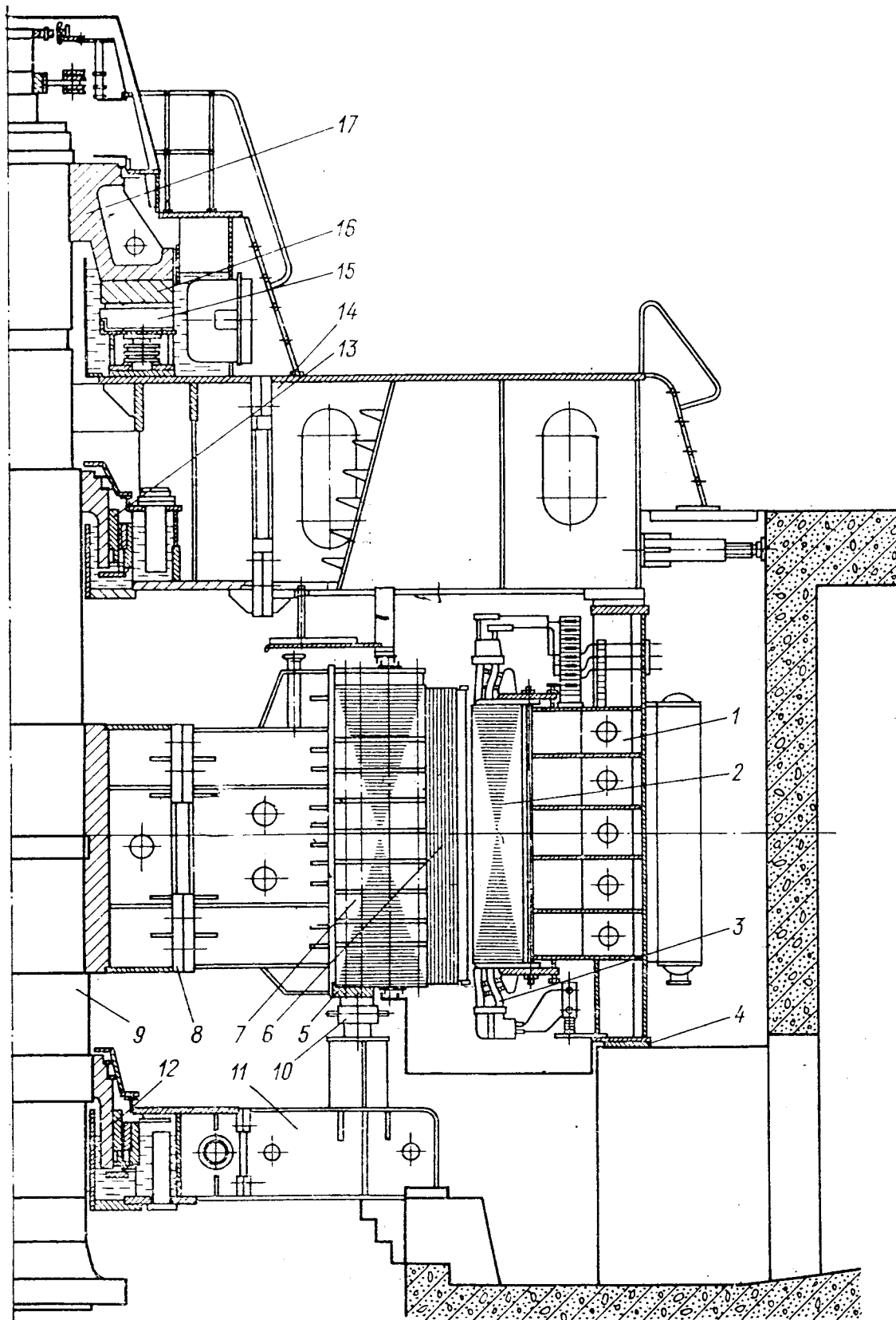


Рис. 7-1. Гидрогенератор подвешенного исполнения с двумя направляющими подшипниками, 353 МВ·А, 200 об/мин

1 — корпус статора; 2 — сердечник статора; 3 — обмотка статора; 4 — фундаментная плита; 5 — кольцо тормозное; 6 — полюс; 7 — обод ротора; 8 — остов ротора; 9 — вал; 10 — тормоз-домкрат; 11 — крестовина нижняя; 12 — нижний направляющий подшипник; 13 — верхний направляющий подшипник; 14 — крестовина верхняя; 15 — сегмент подпятника; 16 — диск подпятника; 17 — втулка подпятника

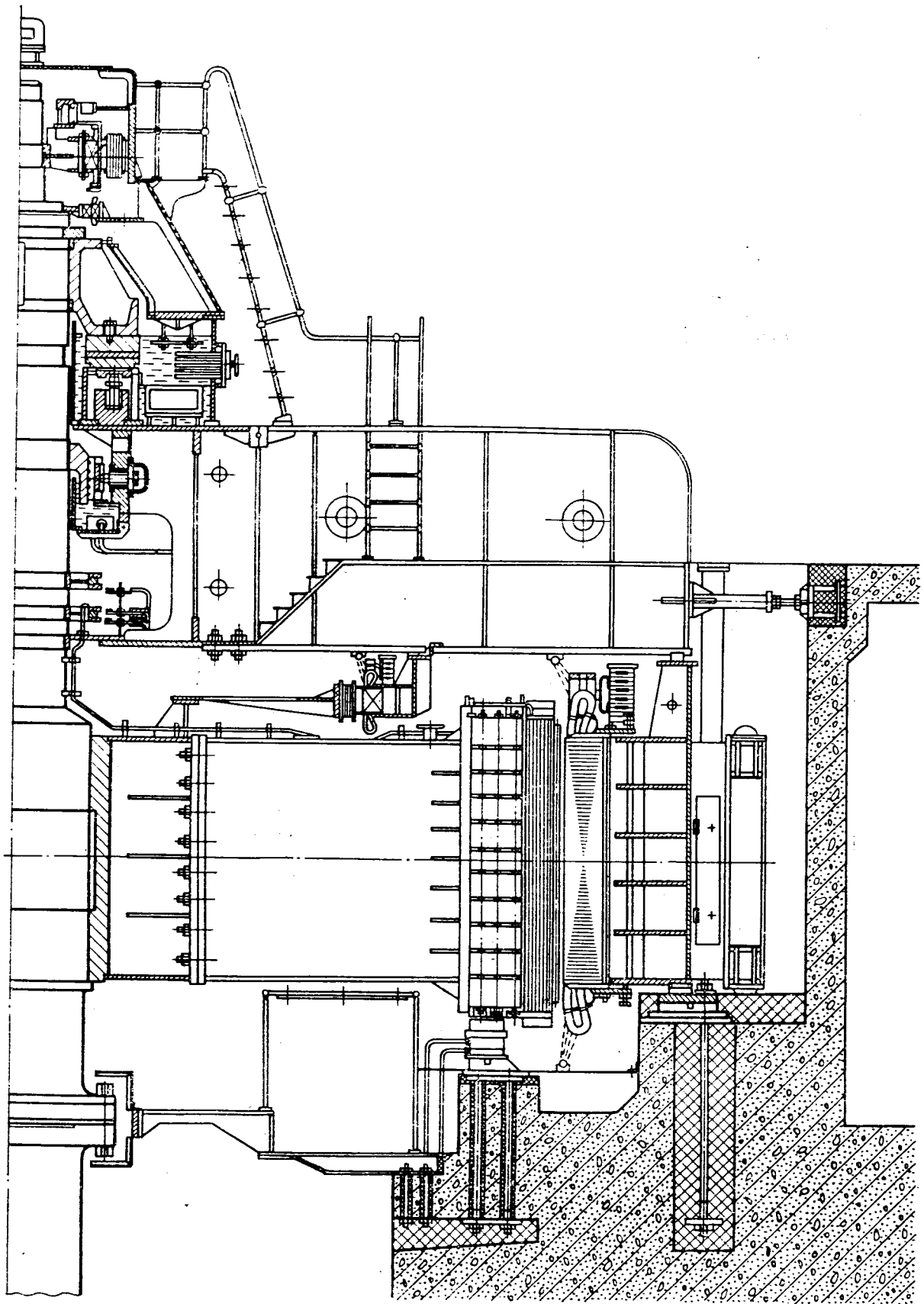


Рис. 7-2. Гидрогенератор подвешеного исполнения с одним направляющим подшипником, 264,7 МВ · А, 125 об/мин

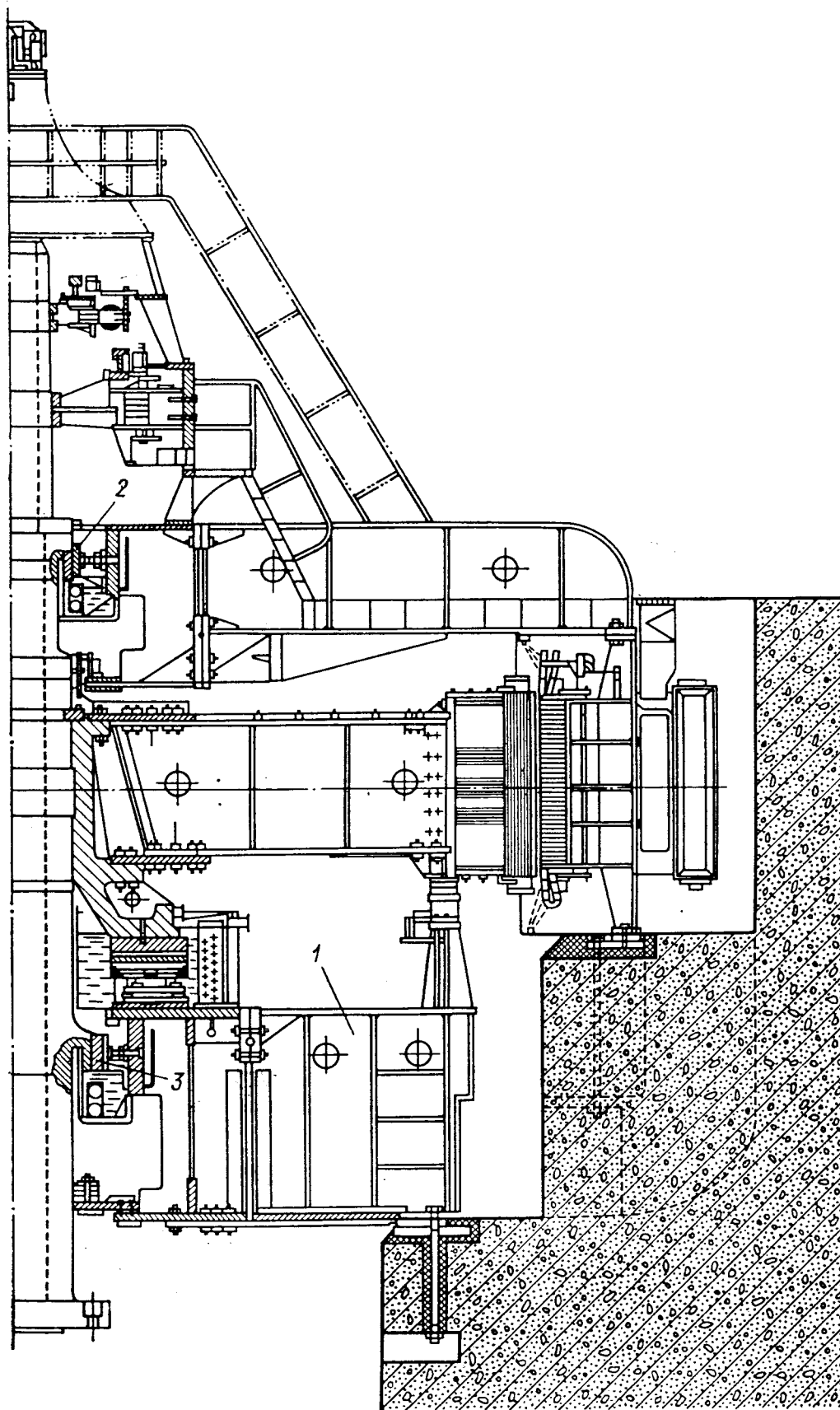


Рис. 7-3. Гидрогенератор зонтичного исполнения с подпятником, установленным на нижней крестовине, и двумя направляющими подшипниками, 103 МВ · А, 83,3 об/мин

получила при разработке серий гидрогенераторов мощностью 128 МВ·А для Волжских ГЭС, и в настоящее время для мощных русловых гидроэлектростанций Советского Союза она является основной.

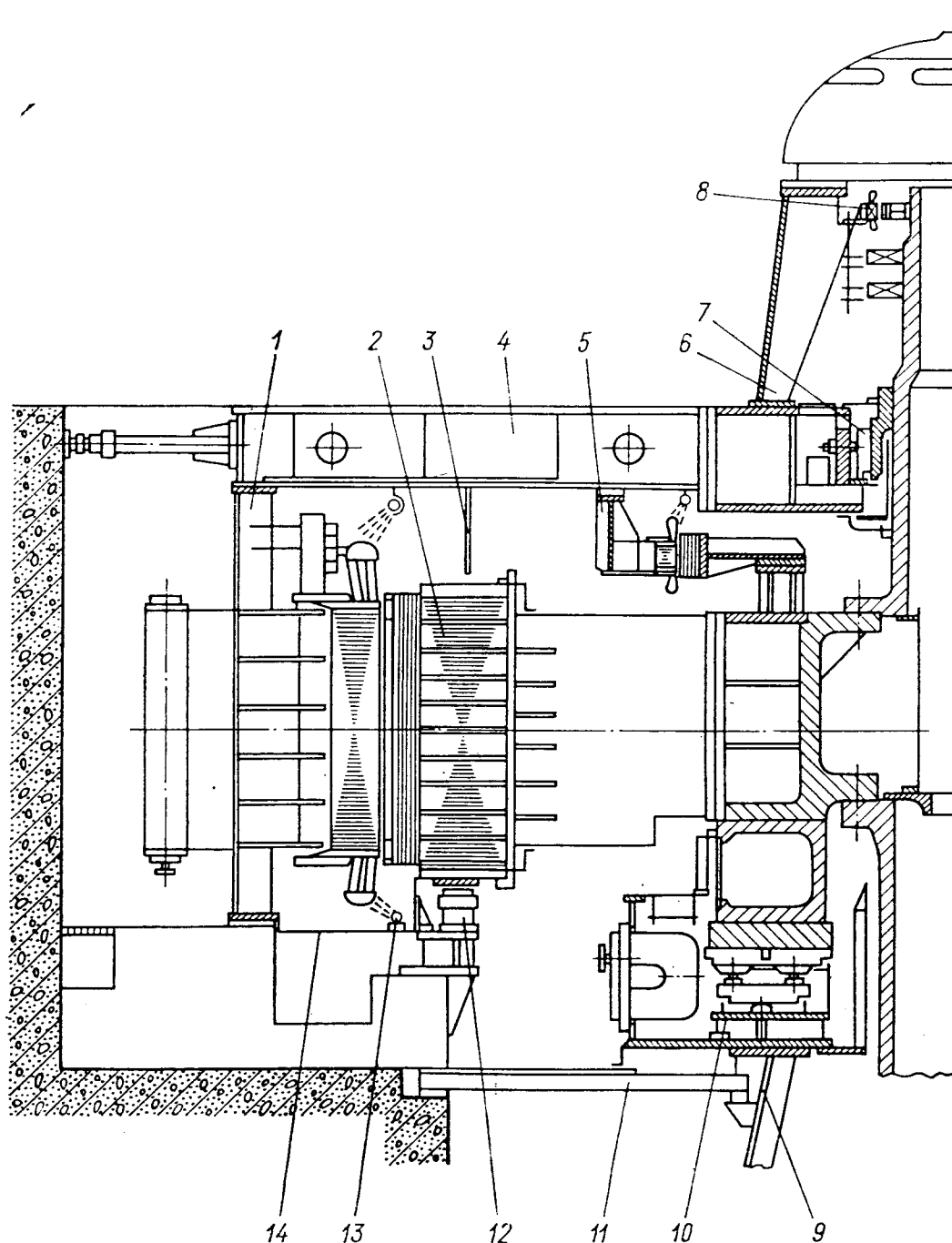


Рис. 7-4. Гидрогенератор зонтичного исполнения с опорой подпятника на крышку турбины, 253 МВ, 136,4 об/мин

1 — статор; 2 — ротор; 3 — щит воздухоразделяющий верхний; 4 — крестовина верхняя; 5 — генератор вспомогательный; 6 — подставка под маслоприемник; 7 — верхний направляющий подшипник; 8 — генератор регуляторный; 9 — подставка под подпятник; 10 — ванна масляная с подпятником; 11 — перекрытие шахты; 12 — трубопровод тормозной; 13 — трубопровод пожаротушения; 14 — щит воздухоразделяющий нижний

В зонтичных, так же как в подвесных, гидрогенераторах может быть один или два направляющих подшипника. Различные компоновки гидрогенераторов подвесного и зонтичного типов более подробно описаны в работе [38].

В представленном на рис. 7-3 зонтичном гидрогенераторе подпятник установлен на нижней крестовине 1, которая опирается на фундамент. Верхний направляющий подшипник 2 размещен в центральной части верхней крестовины, нижний подшипник 3 — в центральной части нижней (опорной) крестовины.

В наиболее современном исполнении зонтичных гидрогенераторов (рис. 7-4) масляная ванна с подпятником 10 установлена на подставке 9 и опирается в крышку турбины. Подставка обычно имеет коническую форму и является частью турбинного оборудования. При этой конструкции единственный направляющий подшипник генератора 7 размещается в верхней крестовине 4.

Как видно из рис. 7-3 и 7-4, при расположении опоры подпятника на крышке турбины и отказе от второго генераторного подшипника существенно сокращается общая высота агрегата и соответственно его масса и стоимость. Однако главный экономический эффект достигается за счет снижения высоты машинного зала ГЭС.

Как подвесные, так и зонтичные гидрогенераторы имеют свои преимущества и недостатки. Правильный выбор типа агрегата может дать определенный экономический эффект при строительстве гидроэлектростанции и обеспечить преимущества при эксплуатации.

7-3. СООБРАЖЕНИЯ ПО ВЫБОРУ КОМПОНОВКИ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

В принципе подвесной тип гидрогенератора может быть применен при любой мощности и частоте вращения, а использованию зонтичного препятствует ряд обстоятельств, связанных главным образом с размерами турбины. Несмотря на это, большинство гидроэлектростанций Советского Союза оснащено не подвесными, а зонтичными машинами.

Для принятия целесообразного решения следует учесть ряд факторов, определяющих выбор компоновки гидрогенератора. При малом диаметре рабочего колеса турбины и сравнительно небольшом диаметре расточки статора генератора, что имеет место при высокой частоте вращения агрегата, выполнение гидрогенератора зонтичного типа может оказаться невозможным. Малый диаметр шахты турбины не дает возможности разместить в ней опору подпятника, а установка громоздкой нижней крестовины генератора, сводящая в значительной мере на нет преимущества зонтичного типа, может существенно затруднить обслуживание подпятника и тормозной системы. К тому же у зонтичного генератора подпятник, его система охлаждения и масляная ванна имеют большие размеры, чем у подвесного, так как внутренний диаметр диска подпятника в первом случае должен быть больше наружного диаметра фланца вала, проносимого через диск при сборках и разборках агрегата.

Когда же диаметр турбины достаточно велик, так что размещение подпятника под ротором не вызывает затруднений, применение зонтичного типа, особенно с опорой подпятника на крышке турбины, предпочтительно. К тому же укорочение вала вследствие максимального сближения генератора и турбины при зонтичной компоновке позволяет обойтись без нижнего генераторного подшипника и, таким образом, отказаться от нижней крестовины (см. рис. 7-4).

Если же опору подпятника установить на крышку турбины невозможно и генератор при зонтичном исполнении должен

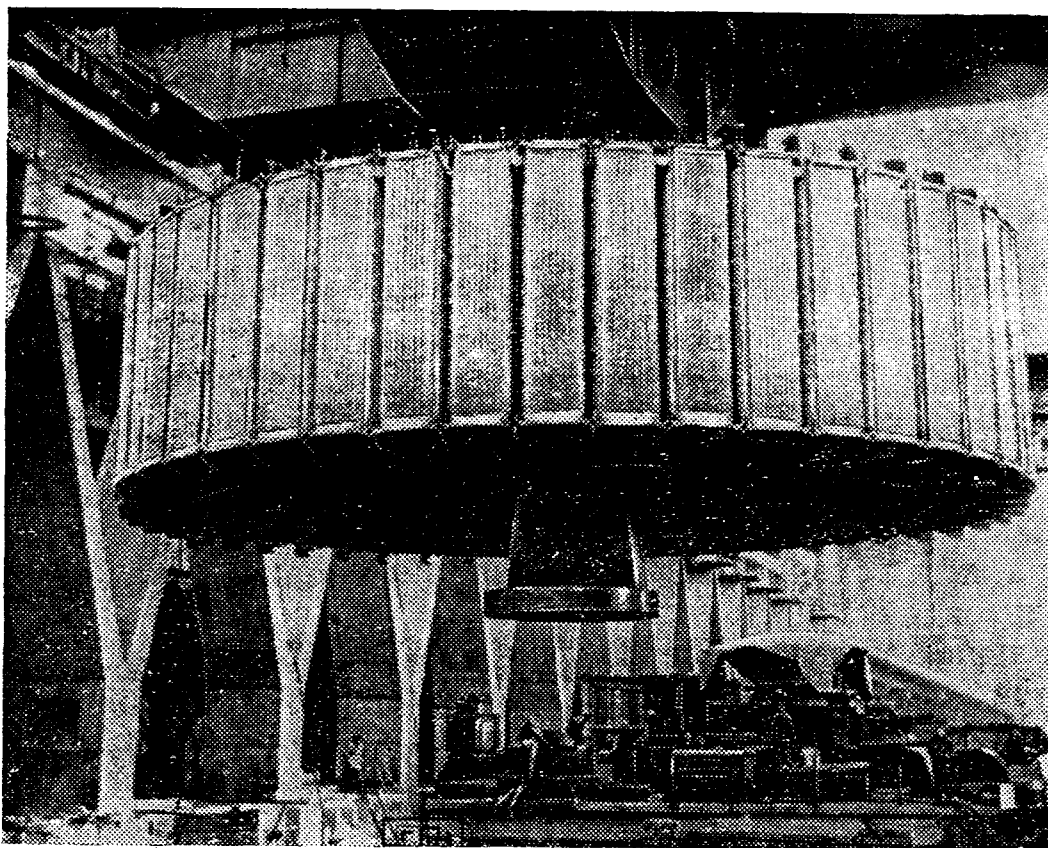


Рис. 7-5. Перенос ротора гидрогенератора над действующим агрегатом

иметь опорную нижнюю крестовину, преимущество этого типа снижается из-за относительного увеличения высоты и массы генератора (см. рис. 7-3).

Как указывалось выше, гидрогенератор любой мощности и частоты вращения может быть выполнен подвешенного типа, однако применение его практически ограничено. Во-первых, общая высота подвешенного генератора больше, чем зонтичного с аналогичными параметрами, и, что особенно существенно, у него относительно высока часть, выступающая над полом машинного зала. Если учесть необходимость переноса крупных узлов гидроагрегата при монтаже или капитальном ремонте, именно последнее обстоятельство определяет расположение кранового оборудования, а следовательно, и всю высоту здания

ГЭС. На рис. 7-5 показан перенос собранного ротора монтируемого генератора над действующим агрегатом.

Во-вторых, опорная крестовина в подвесном типе опирается на корпус статора, т. е. на самый крупный по диаметру узел гидрогенератора, в то время как в зонтичной машине пролет опорной конструкции значительно меньше, особенно в случае размещения подпятника на крышке турбины. По этой причине при большой нагрузке на подпятник и большом диаметре статора опорная крестовина в подвесном типе получается очень больших размеров и массы. В этом случае выгоднее перейти на зонтичное исполнение. Характерным примером в этом отношении являются гидрогенераторы Днепровской и Иркутской ГЭС, имеющие одинаковые основные параметры и размеры активных частей. Так как нагрузка на подпятник генератора Иркутской ГЭС (из-за разных типов турбины) оказалась примерно в два раза большей, он выполнен зонтичным, в то время как гидрогенератор Днепровской ГЭС — подвесным.

Нельзя пренебрегать и тем обстоятельством, что размеры подпятника у подвесного генератора, а следовательно, и потери на трение меньше, чем у зонтичного, так как последние пропорциональны окружной скорости диска подпятника в степени $3/2$.

При сравнении монтажных и эксплуатационных качеств обоих типов следует отметить большее удобство обслуживания подпятника подвесного генератора благодаря возможности пользования краном машинного зала; при расположении подпятника под ротором все операции по сборке и разборке его приходится выполнять вручную, хотя и с помощью некоторых специальных приспособлений. Преимуществом подвесного типа является также то, что масляные пары из ванны подпятника не попадают внутрь машины, в то время как в зонтичных генераторах защита обмоток от этих паров представляет большие трудности.

Монтаж подвесного гидрогенератора несколько сложнее, так как центровка вала агрегата и статора генератора выполняется совместно (опорная крестовина с подпятником стоит на статоре), а в зонтичном — независимо.

Подводя итоги 50-летнего опыта советского гидрогенераторостроения с учетом тенденции его развития за последние 10 лет, можно сделать вывод, что в определенном диапазоне мощностей, частот вращения и нагрузок на подпятник компоновка гидрогенератора определяется однозначно, но существует довольно широкая область, где применяются оба типа. Эта область за последние годы смещается в сторону большей частоты вращения. В настоящее время все агрегаты, за малым исключением, с частотой вращения до 150 об/мин выполняются зонтичными, причем обычно с опорой подпятника на крышке турбины. В то же время более быстроходные машины — от 200 об/мин и выше — имеют подвесное исполнение. В диапазоне от 150 до 200 об/мин встречаются обе компоновки.

Необходимо также отметить, что подвесной тип обычно применяется при нагрузках на подпятник до 12 МН и при диаметрах расточки статора до 10 м. Однако есть отдельные серии подвесных гидрогенераторов с нагрузкой 14 МН при диаметре расточки статора 11 м (Братская ГЭС) и даже с нагрузкой, превышающей 17 МН, при диаметре расточки 10 м (Токтогульская ГЭС). Нельзя, конечно, считать, что эти машины являются предельными для подвесного типа, так как необходимая жесткость опорной крестовины и при несколько более трудных условиях может быть обеспечена с соблюдением обычных требований транспортирования.

Отмеченная выше тенденция расширения границы применения зонтичного типа в сторону быстроходных машин особенно заметна за рубежом, где спроектирован ряд таких генераторов мощностью от 60 до 500 МВ·А, с частотой вращения от 200 до 333 об/мин.

Существенную роль при выборе компоновки могут играть также фирменные интересы, в том числе наличие технологической оснастки ранее выполненных машин с близкими параметрами. На выбор компоновки может влиять тип самой гидроэлектростанции. Так, например, для ГЭС с подземным машинным залом, стоимость которого особенно велика, так как его приходится выполнять непосредственно в скале, предпочтителен более низкий — зонтичный — гидрогенератор.

В качестве примера сопоставления компоновочных вариантов рассмотрим гидрогенератор мощностью 282,5 МВ·А, напряжением 15,75 кВ, с частотой вращения 125 об/мин и нагрузкой на подпятник 16,45 МН.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

СТАТОР

8-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Статор является основным неподвижным узлом гидрогенератора. Как во всякой синхронной электрической машине, он выполняет функцию якоря, через сердечник которого замыкается переменный магнитный поток, а в обмотке индуцируется электродвижущая сила. Статор состоит из корпуса, сердечника и обмотки и снабжается закладными частями для крепления к фундаменту. Вопросы, связанные с конструкцией обмотки и сопоставлением ее схем, рассмотрены в гл. 9.

В процессе работы узлы статора подвергаются вибрациям и действию различных усилий от веса частей машины, давления воды, электромагнитного поля, магнитной неуравновешенности и т. д. Эти условия могут быть особенно значительными при аварийных ситуациях. Статор также должен противостоять

силам, возникающим при технологических операциях в процессе изготовления и монтажа, с тем чтобы внутренние напряжения в материале и сварных швах не привели к недопустимым деформациям и искажениям формы. Поэтому во многих случаях размеры, и особенно толщины стальных листов, корпуса статора выбирают, исходя не из обеспечения прочности, а по условиям сохранения формы.

В большинстве случаев статоры гидрогенераторов имеют диаметр, превышающий 4,5 м, и для возможности транспортирования они выполняются разъемными из нескольких частей — секторов. Число таких частей обычно четное: два, четыре или шесть. В последнее время при выборе оптимального числа разъемов и размеров секторов обращается внимание на то, чтобы по длине каждого сектора укладывалось целое число полюсов ротора. При этом тангенциальные электромагнитные усилия в стыках секторов взаимно уравниваются, и этим достигается снижение уровня вибраций сердечника.

8-2. КОРПУС СТАТОРА

Корпус статора представляет собой кольцевую конструкцию, сваренную из горизонтальных ребер-полок, вертикальных ребер и наружной обшивки. Внутри корпуса, обычно на клиньях, собирается и запрессовывается сердечник, в который затем укладывается обмотка. Верхний пояс корпуса служит опорой под верхнюю крестовину и систему перекрытий шахты генератора, а нижний используется для крепления статора к фундаменту.

Наружная боковая поверхность корпуса, на которой укрепляются воздухоохладители, имеет форму цилиндра или правильного многоугольника (рис. 8-1). Последняя форма обладает некоторыми технологическими преимуществами, так как позволяет отказаться от гнутья листов обшивки и облегчает сопряжение с воздухоохладителями. Корпуса такой формы имеют повышенную жесткость. Однако многогранные статоры пока еще не получили широкого распространения, так как их применение может вызвать необходимость увеличения диаметра бетонного стакана фундамента.

Среднюю часть корпуса, к которой крепится сердечник, образуют несколько параллельных полок, расстояние между которыми принимается примерно 400—500 мм; между полками устанавливаются ребра и распорные угольники. Высоту средней части берут несколько меньшей длины сердечника, чтобы разместить сверху и снизу нажимные пальцы гребенок, стягивающих сердечник.

Верхний и нижний пояса корпуса состоят из одной полки и ребер. Эти полки выполняются более толстыми, чем средние, так как они используются для крепления верхней крестовины и для присоединения к фундаменту. Иногда с целью экономии стали и облегчения статора верхнюю и нижнюю полки выпол-

няют составными из разных листов: все кольцо изготовляют из сравнительно тонкого листа и только в местах крепления лап верхней крестовины и присоединения к фундаментным плитам вваривают участки толстой стали.

Высоту поясов берут несколько большей длины лобовых частей обмотки или пакета соединительных шин, защищая этим обмотку при транспортировании и монтаже.

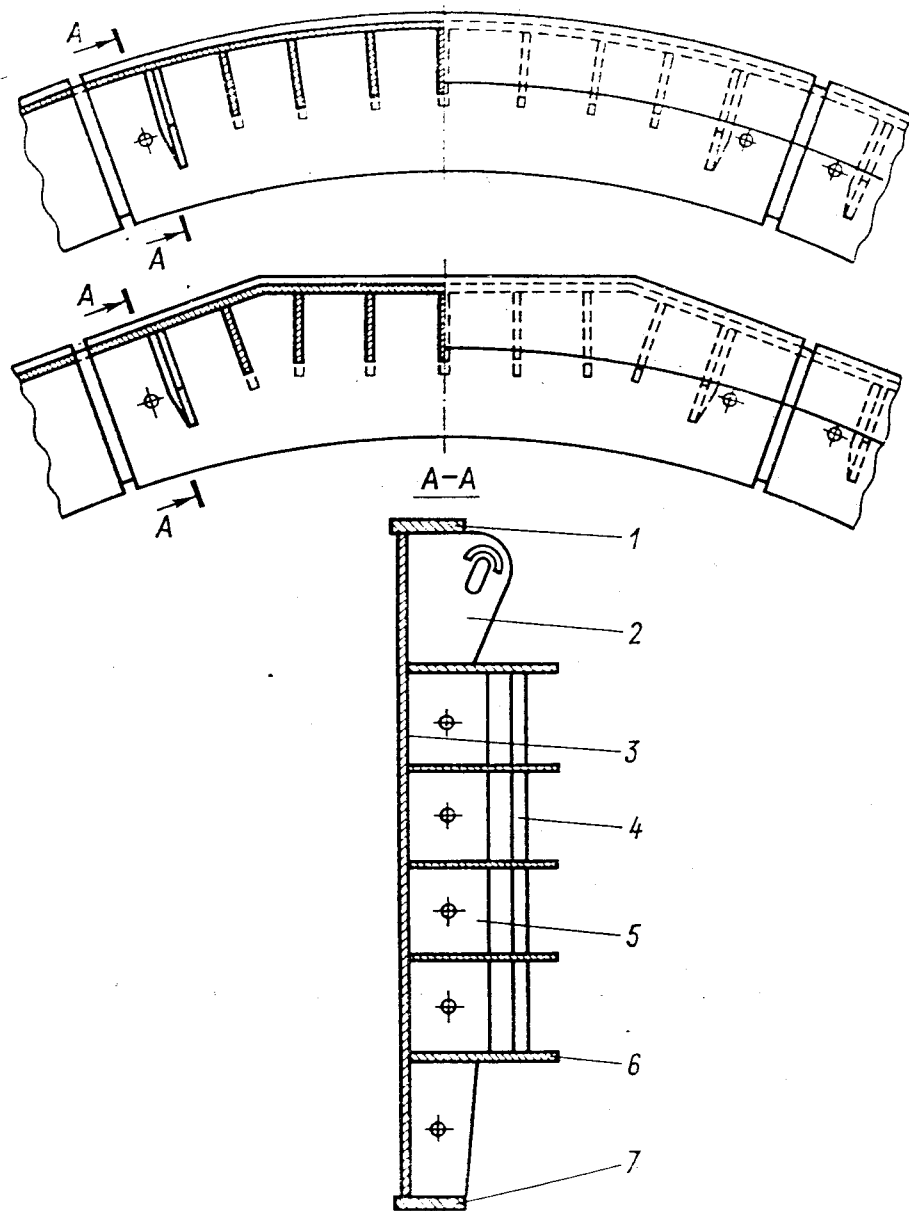


Рис. 8-1. Корпус статора

1 — верхняя полка; 2 — захват; 3 — обшивка; 4 — распорные угольники; 5 — ребра; 6 — средняя полка; 7 — нижняя полка

Иногда для возможности транспортирования статоров с сердечником большой длины и высокими лобовыми частями приходится отказываться от нижнего пояса; в этих случаях для крепления к фундаменту используется нижняя полка средней части корпуса, которая выполняется более толстой, чем обычно.

Снаружи корпус закрывается обшивкой, в которой имеются окна для прохода нагретого воздуха к воздухоохладителям и

для вывода шин обмотки. Все полки, ребра, распорные угольники и обшивка (поз. 1, 3—7 на рис. 8-1) сварены между собой. Для переноса отдельных секторов или собранного статора, а также для кантовок секторов предусмотрены специальные детали (захваты) или устройства, обычно являющиеся неотъемлемой частью корпуса (поз. 2 на рис. 8-1).

Как было сказано выше, обычно статоры выполняются разъемными из нескольких секторов, образующих в собранном виде замкнутое кольцо. В настоящее время применяются две конструкции стыка. В большинстве гидрогенераторов для этой

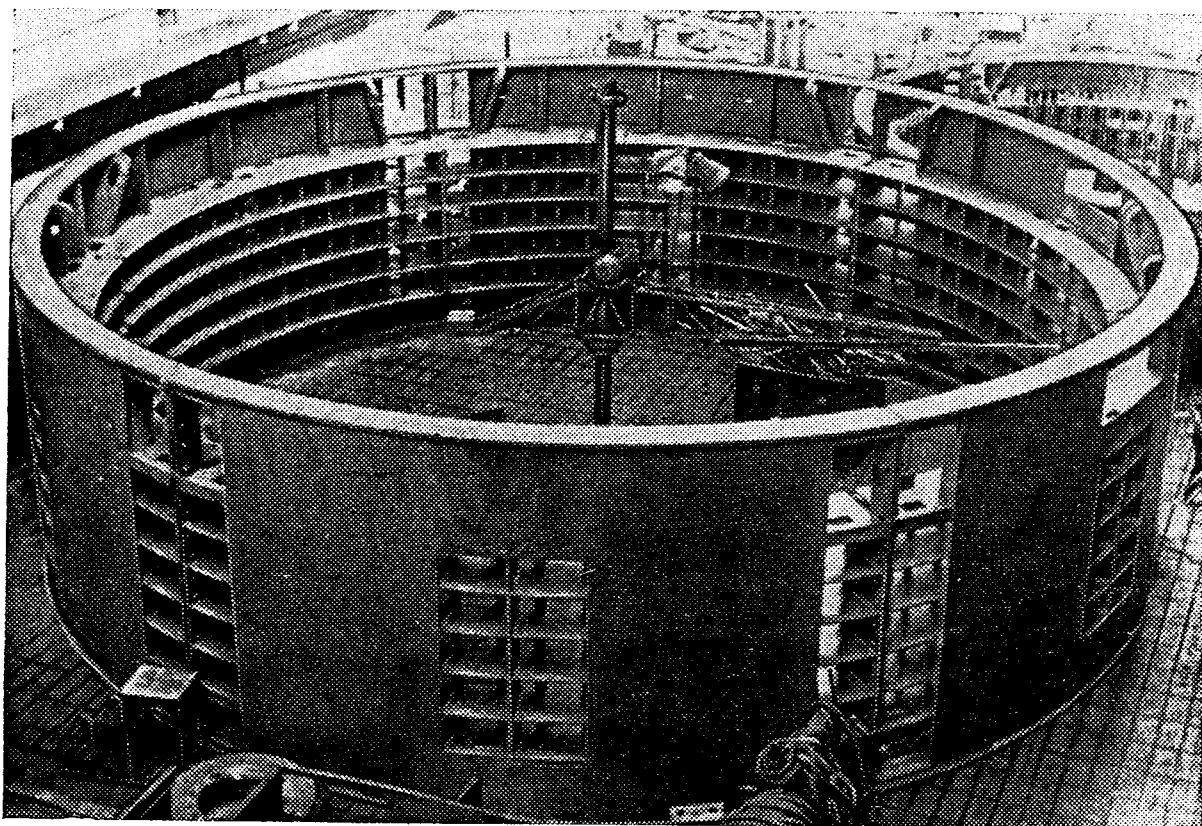


Рис. 8-2. Статор гидрогенератора в собранном виде

цели служат стыковые плиты, стягиваемые между собой шпильками, а для фиксации положения секторов при сборке — установочные штифты. Сварка частей корпуса с попарно стянутыми между собой плитами выполняется «в кольцо», так как только при этом условии может быть обеспечена плотность стыков; также «в кольцо» производится сборка сердечника. Такой технологический процесс требует больших производственных площадей, занимаемых длительное время для сварки корпуса и сборки сердечника.

В некоторых случаях, особенно при изготовлении значительного числа однотипных генераторов больших габаритов, целесообразно применять более прогрессивную конструкцию статоров, которая для их производства не требует столь значительных

площадей, позволяя изготавливать отдельные сектора «потокком», без сборки статоров «в кольцо». При этой конструкции отдельные части корпуса соединяются между собой не стыковыми плитами, а накладками, привариваемыми к средним полкам при сборке на монтаже, и узкими брусками со стяжными шпильками. Такая сборка предусматривает между полками корпуса наличие зазоров, но обеспечивает плотный стык по сердечнику.

Подробное описание технологических процессов изготовления статоров обоих конструктивных вариантов дано в работе [50]. На рис. 8-2 показан собранный на заводе статор крупнейшего по габаритам и мощности гидрогенератора Красноярской ГЭС. Наружный диаметр статора 19,1 м. Эти статоры изготавливались так называемым посекторным способом, но один, первый статор, для контроля был собран на заводе «в кольцо», причем с уложенной обмоткой. На рисунке отчетливо видны стыки секторов, обшивка с окнами для воздухоохладителей, полки средней части, верхний пояс с ребрами и захватами. Корпус статора подготовлен для шихтовки сердечника.

В последнее время получает распространение сборка сердечников статоров в замкнутое кольцо, от которой можно ожидать повышения эксплуатационной надежности статоров. На нескольких гидрогенераторах Рыбинской, Верхне-Свирской, Мингечаурской и Нива-III ГЭС вследствие повышенных вибраций имели место разрушения активной стали статоров в местах крепления сегментов на клиньях, отрыв приварышей от клиньев и полок корпуса, а также излом клиньев. Эти повреждения были глав-

Таблица 8-1

Частота вращения n , об/мин	Диаметр сердечника D_a , мм	Размеры корпуса, мм							Число секторов m	Диаметр корпуса D_k , мм	$\frac{D_k - D_a}{D_a}$
		S_1	S_2	S_3	S_4	S_5	h	H			
										17 466 *	0,137
55,6	15 100	30	30	50	50	20	1685	2450	6	16 870	0,117
71,5	14 880	25	25	50	50	20	1725	3190	6	16 900	0,136
93,8	16 860	25	25	50	50	20	1850	3450	6	19 100	0,133
										14 030 *	0,163
125	11 900	20	30	40	40	16	2120	3600	6	13 642	0,146
187,5	8 540	25	30	50	50	20	2350	3100	4	9 800	0,148
250	6 400	20	25	50	50	20	1700	3200	4	7 500	0,172
300	6 270	20	30	60	60	20	2270	3750	4	7 500	0,196
										6 646 *	0,390
500	4 600	20	30	50	50	16	2070	3700	2	6 140	0,335

Примечание. Статоры с D_k , отмеченным звездочкой, имеют многогранную форму. В числителе для них дан наибольший размер, в знаменателе — наименьший. Отношение $(D_k - D_a)/D_a$ определено по среднему (в числителе) и по наименьшему (в знаменателе) размерам.

ным образом в районах стыков секторов. После реконструкции, в процессе которой сердечники были полностью разобраны и вновь собраны не в отдельные сектора, а в замкнутое кольцо, эти гидрогенераторы в течение ряда лет работают без высоких вибраций и каких-либо повреждений активной стали или элементов ее крепления.

Положительный опыт такой реконструкции дал возможность уже на стадии проектирования гидрогенераторов единичной мощностью 736 МВ·А для Саяно-Шушенской ГЭС предусмотреть сборку сердечников статоров в замкнутое кольцо на месте монтажа.

При конструировании корпуса рекомендуется учитывать размеры ранее выполненных статоров (табл. 8-1 и рис. 8-3), затем расчетом [38] проверить его жесткость.

Для статоров, состоящих из шести частей, отношение $(D_k - D_a)/D_a$, в основном определяющее жесткость корпуса, обычно лежит в пределах 0,12—0,15. Чтобы обеспечить необходимую жесткость отдельных секторов при технологических и монтажных операциях, для статоров, разделяемых на четыре

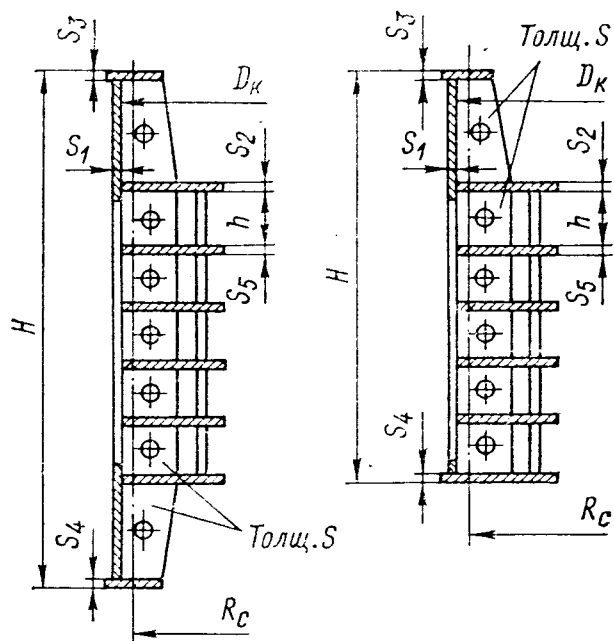


Рис. 8-3. К выбору основных размеров корпуса статора

и особенно на две части, отношение $(D_k - D_a)/D_a$ принимается существенно большим.

Из таблицы также видно, что статоры многогранной формы, как указывалось выше, имеют большую жесткость, чем цилиндрические.

8-3. СЕРДЕЧНИК СТАТОРА

Сердечник собирается из сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 или 0,35 мм. В настоящее время для этой цели в основном применяется холоднокатаная анизотропная сталь марки 3413 по ГОСТ 21427.2—75. Сегменты штампуются компаундным штампом, причем одним ударом штампа вырубается пазы для обмотки и пазовых клиньев, пазы по наружному диаметру для крепления сегментов к корпусу и контур сегмента.

Общее число и размеры пазов для обмотки и высота паза под клин определяются электрическим расчетом. Размеры пазов, которыми крепится сердечник, их допуски, а также зазоры между клиньями и пазами стандартизированы. Электрическим

расчетом определяются так называемые размеры паза в свету. Учитывая неизбежность некоторого взаимного сдвига сегментов при сборке, размеры пазов в отштампованных сегментах принимают на 0,2—0,5 мм больше.

Для обеспечения укладки сегментов в кольцо по их боковым сторонам предусматриваются зазоры 0,6 мм, для чего длина сегментов делается меньше теоретической на эту величину. Сегменты выполняются симметричными и заканчиваются обычно на середине паза. Это исключает образование на стыке секторов узкого, недостаточно прочного зубца. Только в отдельных гидрогенераторах, у которых зубец статора достаточно широк, может быть применен разрез сегментов по зубцу.

Сердечник по всей высоте разделен на пакеты, между которыми предусматриваются кольцевые вентиляционные каналы. Последние имеют постоянную для всех гидрогенераторов высоту 10 мм и образуются вентиляционными распорками из специального проката двутаврового сечения. В зависимости от ширины зубца применяются узкие или более широкие распорки — одна или две на зубец. Распорки к сегментам привариваются точечной сваркой, а сегменты для этой цели выполняются из менее легированной кремнием стали, которая лучше сваривается с распорками. Несмотря на все применяемые меры, сварка, даже точечная, приводит к некоторому короблению сегмента и перекосу зубцов, в результате чего возможно несовпадение пазов в основных и вентиляционных сегментах. По этой причине вентиляционные сегменты выполняются с более широкими пазами. Для облегчения входа охлаждающего воздуха в каналы торцы распорок скашиваются.

Пакеты, из которых состоит сердечник, собираются «вперекрест», т. е. стыки сегментов каждого слоя не совпадают со стыками соседних двух слоев. Такая сборка обеспечивает наибольшую магнитную проводимость и максимальную жесткость сердечника. Для подобной сборки с одного или обоих краев каждого сектора через один слой укладываются сегменты с уменьшенным числом пазов. Самым простым, но не всегда самым экономичным способом является перекрест на половину числа пазов основного сегмента (при нечетном числе пазов в сегменте — на половину паза меньше).

Правильный выбор общего числа пазов статора и числа пазов в основном сегменте может обеспечить значительную экономию электротехнической стали. Так, например, сегментировка в статорах гидрогенераторов Братской ГЭС с перекрестом на 4/10 (основной сегмент имеет 10 пазов, малый — 4 паза) и особое расположение крепящих клиньев возле стыка секторов дали экономию 1200 т стали на 18 действующих машинах ГЭС. Подробно вопрос экономичной сегментировки сердечников с различным перекрестом и использованием нескольких позиций сегментов изложен в работе [34].

Высота средних пакетов сердечника обычно составляет 45 мм. В гидрогенераторах с радиально-аксиальной вентиляцией и двусторонней подачей воздуха высоту пакетов к середине сердечника, где они хуже охлаждаются, целесообразно уменьшить на 20—25 %. Верхние и нижние крайние пакеты имеют особую конструкцию: для уменьшения потерь и нагрева, вызываемых торцевыми магнитными полями, эти пакеты выполняют ступенчатой формы, а во избежание «распушковки» — собирают из монолитных, запеченных на лаке небольших по

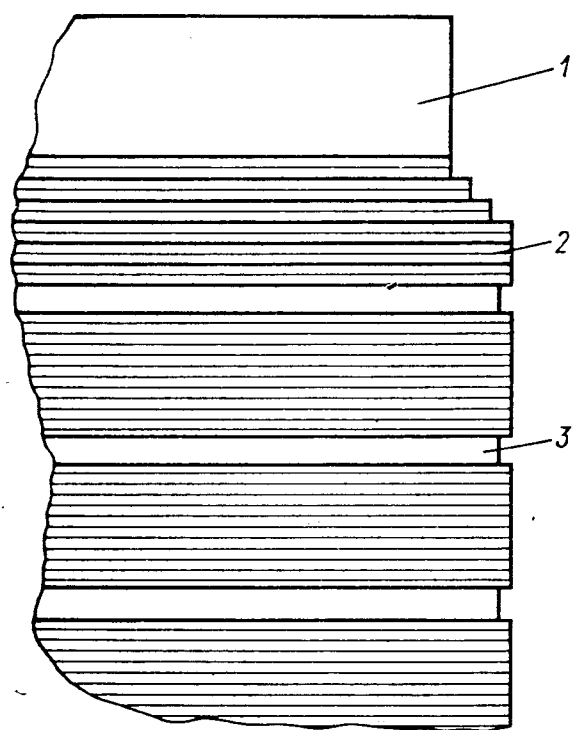


Рис. 8-4. Крайние пакеты сердечника

1 — палец нажимной гребенки; 2 — запеченные пакеты; 3 — вентиляционные каналы

высоте пакетов (рис. 8-4). Сегменты для крайних пакетов получают путем обрезки основных сегментов.

Прессовка сердечника производится в несколько приемов обычно при помощи переносных гидравлических устройств. Давление при этом равно 2 МПа, однако после снятия прессы из-за некоторой деформации стяжных элементов и остаточной деформации сегментов давление несколько падает и составляет примерно 1,5 МПа. Это значение и принимается для прочностных расчетов.

Сердечник окончательно стягивается длинными шпильками, пропущенными по всей высоте между корпусом и спинкой сердечника, при помощи нажимных гребенок. Пальцы гребенок проходят между стержнями обмотки и давят по всей длине

зубца до первой ступеньки крайнего пакета. Гребенки имеют отжимные болты, которыми можно пользоваться для подпрессовки сердечника в случае его ослабления при эксплуатации. Для уменьшения нагрева торцевых частей статора от магнитных полей пальцы гребенок выполняются из немагнитной стали.

Как гребенки, так и стяжные шпильки испытывают значительные механические напряжения; расчет на прочность этих элементов приведен в работе [38].

Крепление сердечника к корпусу в большинстве случаев выполняется при помощи длинных клиньев формы ласточкиного хвоста, на которые нанизываются сегменты. Все сегменты в секторе, за исключением крайних, держатся на двух клиньях. В свою очередь, клинья крепятся при помощи промежуточных пустотелых угольников-приварышей, которые привариваются

к клиньям и средним полкам корпуса. Этот ответственный узел подвергается значительным нагрузкам от момента короткого замыкания и магнитного тяжения.

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

ОБМОТКА СТАТОРА

9-1. ТИПЫ ОБМОТОК

Благодаря большому диапазону номинальных мощностей и напряжений, разнообразию конструктивных исполнений и условий работы в гидрогенераторах используются многие типы обмоток якорей машин переменного тока.

Обычно принято различать *катушечные* и *стержневые* обмотки статоров. При этом под катушечными понимаются обмотки, у которых секция (катушка) состоит из нескольких последовательно соединенных витков. Стержневая обмотка состоит обычно из полусекций — стержней, представляющих собой полувиток, реже — из целых неразрезанных секций, образующих виток. Встречаются также стержневые обмотки с двумя последовательными витками в секции.

По условиям прочности и надежности изоляции стержневая обмотка предпочтительнее, так как в ней межвитковая изоляция вдвое толще изоляции от корпуса. Стержневая обмотка обеспечивает лучшее заполнение паза, чем катушечная, а также ввиду возможности осуществления транспозиции элементарных проводников в стержне позволяет, как правило, уменьшить добавочные потери от циркуляционных токов в пределах стержня. Но, главное, она значительно облегчает укладку секций в пазы, их выем и замену при монтаже и ремонтах. Недостатками стержневой обмотки являются большой вылет лобовых частей и большое число паек относительно крупного сечения. Кроме того, при стержневой обмотке не всегда удается обеспечить приемлемые значения объема тока в пазу и линейной нагрузки статора и, следовательно, удовлетворительно использовать активный объем машины.

И катушечные и стержневые обмотки могут быть *однослойными*, у которых в каждом пазу лежит только одна сторона катушки или один стержень, и *двухслойными*, у которых в каждом пазу лежат две стороны катушки или два стержня. В настоящее время в основном используется двухслойный тип обмотки, как обладающий более простой конфигурацией секций и более технологичный в производстве, позволяющий выполнить в стержнях более эффективную транспозицию элементарных проводников.

Вместе с тем в отдельных случаях, в частности при затрудненной доступности к стержням обмотки малогабаритных капсульных гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением, целесообразно применять однослойный тип обмотки статора.

Известны также, хотя и очень редкие, факты выполнения обмоток с дробным числом слоев в пазах (например $S_n = 3/2$ или $S_n = 4/3$), когда в каждом пазу расположены две стороны катушки, несущие разные токи и имеющие соответственно разные сечения. Это достигается определенной схемой обмотки, при которой число параллельных ветвей в фазах переменное.

Как правило, обмотки, катушечные и стержневые, однослойные и двухслойные в пазовой части, выполняются с *корзиночным двухслойным расположением* лобовых частей. При этом все катушки или стержни слоя оказываются практически одинаковыми, что облегчает их изготовление и обеспечивает взаимозаменяемость. Кроме того, при корзиночной форме лобовых частей их крепление наиболее простое и надежное, а условия охлаждения воздухом — одинаковые для всех секций. Поэтому встречавшиеся прежде *концентрические* обмотки с расположением отогнутых лобовых частей катушек в несколько ярусов не находят теперь применения.

По электрической схеме соединений секций обмотки подразделяются на *петлевые*, с результирующим шагом по пазам, равным единице, и *волновые*, при которых результирующий шаг по пазам равен или близок двойному полюсному делению. Поскольку петлевые обмотки выполняются практически всегда с укороченным первым шагом (исключение составляют только отдельные случаи при числах пазов на полюс и фазу $q < 1$), они характеризуются меньшей длиной лобовых частей, меньшей индуктивностью их рассеяния. Вместе с тем для соединений в схему отдельных катушечных групп фаз петлевые обмотки требуют установки межполюсных перемычек (длиной каждая около полюсного деления и общей длиной на машину — около трех окружностей статора). Размещение и крепление этих перемычек могут вызвать определенные трудности, особенно если токи в них и, следовательно, сечения перемычек достаточно велики. Поэтому, если катушечные обмотки выполняются петлевыми, то стержневые — как петлевыми, так и волновыми.

При удачно выбранном числе пазов на полюс и фазу, чередовании катушечных групп, результирующем шаге обмотки и рационально составленной схеме удастся при волновой обмотке уменьшить в несколько раз по сравнению с петлевой число перемычек, разместить их в один ряд и тем самым значительно упростить выполнение обмотки. Выбор петлевой или волновой стержневой обмотки зависит от диаметра статора, длины лобовых частей, а также традиций завода и искусства конструктора.

Петлевые обмотки имеют всегда сосредоточенные параллельные ветви, волновые — распределенные или сосредоточенно-распределенные. Это различие не имеет принципиального значения, хотя и играет определенную роль при неравномерном по окружности машины воздушном зазоре: уравнивающие токи между сосредоточенными параллельными ветвями уменьшают одностороннее магнитное тяжение, но вызывают дополнительные потери и соответствующий перегрев обмотки, а также могут быть причиной повышенных вибраций сердечника статора.

В современных крупных гидрогенераторах наиболее широко применяются двухслойные стержневые обмотки. Поэтому ниже будет дано описание в основном их конструкции.

9-2. КОНСТРУКЦИЯ ОБМОТОК

Обмотка статора является наиболее ответственным узлом гидрогенераторов, определяющим их долговечность и надежность работы. К обмотке предъявляются следующие основные требования:

закон изменения линейного напряжения во времени при холостом ходе должен удовлетворять нормам качества электроэнергии;

изоляция обмотки должна обладать достаточной электрической и механической прочностью, чтобы обеспечить нормальную эксплуатацию гидрогенератора при рабочих напряжениях в течение срока службы и выдерживать эпизодические повышения напряжения (эксплуатационные и испытательные):

отдельные фазы обмотки должны быть симметричными;

превышение температуры обмотки не должно превосходить допустимых значений (см. табл. 6-6);

обмотка и элементы ее крепления должны оставаться механически прочными при любых наиболее неблагоприятных эксплуатационных режимах, как нормальных, так и аварийных;

амплитуда вибраций лобовых частей должна быть ограничена во всех режимах работы, а частота собственных колебаний — достаточно удалена от удвоенной частоты машины.

Кроме того, при проектировании обмотки особое внимание обращается на то, чтобы потери в ней были умеренными, неравномерность нагрева отдельных частей — минимальной, крепление по всей длине — достаточно жестким и исключая опасные перемещения элементов обмотки.

Очень важно, если иметь в виду большое число сборочных элементов в обмотках, чтобы их конструкция была максимально приспособлена для массового производства, число отличающихся позиций стержней (или ка-

тушек) было минимальным, а однотипные стержни — взаимозаменяемыми.

Основным конструктивным элементом обмотки является стержень, состоящий из отдельных изолированных медных проводников, расположенных в двух вертикальных столбиках. Каждый элементарный проводник на длине сердечника статора занимает попеременно все возможные положения по высоте столбиков. Благодаря этому ЭДС, наведенные пазовым потоком рассеяния, одинаковы для всех проводников. При таком условии добавочные потери в стержнях существенно снижаются.

Как правило, в гидрогенераторах применяют транспозицию на 360 электрических градусов (рис. 9-1), при которой каждый элементарный проводник совершает на длине активной части $l_t = 2A$ один полный оборот вокруг оси стержня. При этом шаг плетения проводников (шаг транспозиции) определяется по формуле $t = l_t/n$, где n — число проводников в стержне.

Для снижения потерь от циркуляционных токов, вызванных потокоцеплениями в лобовых частях, в мощных гидрогенераторах иногда используется транспозиция элементарных проводников на 540 электрических градусов. При

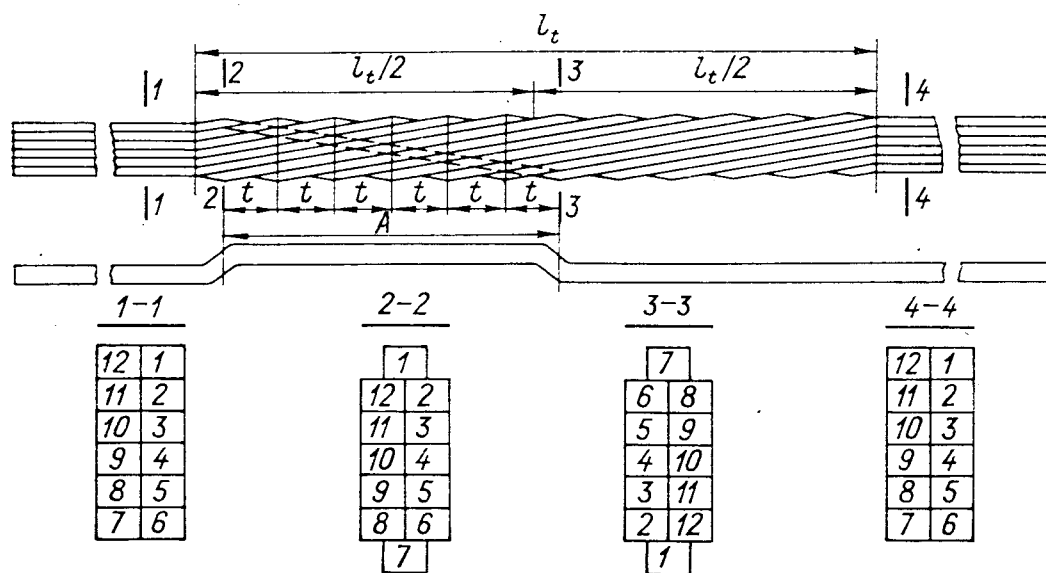


Рис. 9-1. Плетеный стержень обмотки статора (заготовка элементарного проводника и основные размеры)

этом активная длина делится как бы условно на три участка: $l_t/4$, $l_t/2$ и $l_t/4$, в пределах каждого из которых проводник совершает половину оборота вокруг оси стержня (180°). На первом и третьем участках шаг транспозиции составляет $t = l_t/(2n)$, а на втором, среднем, участке $t = l_t/n$.

Транспозиция осуществляется путем выгиба проводников на широкое ребро в двух (при транспозиции 360°) или в трех (при 540°) местах, чем достигается переход проводника из одного вертикального столбика в другой. Этот выгиб производится с помощью рычажного приспособления или пневматического пресса после того, как проводники отрезаны из бухты на резательной машине, спакетированы на столе посредством гребенки, точно задающей шаг плетения. Каждая половина стержня заготавливается отдельно, затем обе половины комплектуются в плетеный стержень, между ними устанавливается изоляционная прокладка. Для предотвращения замыкания элементарных проводников в местах переходов устанавливаются дополнительные прокладки из гибкого миканита. В дальнейшем стержень прессуется, чем достигаются необходимые размеры его сечения, и формуется для придания требуемой формы. После прессовки стержней их проверяют на отсутствие замыканий между полустержнями и между элементарными проводниками напряжением переменного тока 220 В. Для придания монолитности стержням их запекают после промазки соответствующим лаком.

В качестве основной изоляции стержней обмотки статора используется непрерывная изоляция на терморезистивных связующих. Микалентная изоля-

ция на битумном связующем применяется в основном для однослойных стержневых обмоток, имеющих особо сложную конфигурацию корзиночных лобовых частей, и для катушечных многовитковых обмоток, используемых в гидрогенераторах небольшой мощности.

Основой для терморезактивной изоляции служат стеклослюдинитовые или стеклослюдопластовые ленты, представляющие собой композицию из слюдобумаги и подложки из стеклоткани. Связующим для этих материалов являются искусственные терморезактивные смолы, полимеризующиеся при нагревании до определенной температуры и не размягчающиеся при повторных нагреваниях. Наиболее распространены эпоксидные смолы, затвердевающие при температуре 150—160 °С.

По сравнению с микалентной терморезактивной изоляцией обладает значительными преимуществами, главными из которых являются:

более высокая нагревостойкость, позволяющая длительно эксплуатировать обмотку с повышенными рабочими температурами и выполнять конструкцию изоляции класса F по нагревостойкости (см. табл. 6-6);

более высокая удельная теплопроводность (см. § 6-6);

меньшие диэлектрические потери, их значительно более слабая зависимость от напряжения и температуры [13];

высокая механическая прочность на разрыв и истирание, иллюстрируемая данными табл. 9-1.

Таблица 9-1

Прочность	Микалента на битумном лаке	Слюдолента на эпоксидном связующем
При истирании (относительное число циклов)	100	5300
На разрыв, МПа/см ² :		
при 20 °С	58	80
при 130 °С	5	40
При продавливании шариком $d = 10$ мм, кН	28	Более 50

Слюдобумага на стеклянной подложке значительно гибче, чем обычные микаленты, и поэтому допускает более плотную обтяжку в процессе изолирования стержней. При использовании элементарных проводников с изоляцией также на терморезактивных связующих обеспечивается адгезия их изоляции с корпусной изоляцией стержня, и тем самым достигается монолитность стержня по всему сечению. Эта монолитность сохраняется при рабочих тепловых деформациях.

Электрическая прочность терморезактивной изоляции несколько выше. Опыты по искусственному старению свидетельствуют о ее более высокой стабильности по сравнению с термопластичной. Наконец, терморезактивная изоляция дешевле и позволяет заменить дефицитное минеральное сырье — шипаную слюду — на отходы слюдяного производства.

Все эти несомненные преимущества и предопределили почти полное вытеснение микалентной компаундированной изоляции более совершенной — терморезактивной.

Вместе с тем терморезактивная изоляция более чувствительна к местным ударным воздействиям и пережатиям, допускает меньшие изгибные деформации при укладке стержней. Поэтому весьма важно обеспечить правильную геометрическую форму стержней, их ровную наружную поверхность и равномерность распределения усилий при заклиновке.

Технологический цикл изготовления обмоток с терморезактивной изоляцией сложнее, требует больше специального оборудования и оснастки, более высокой культуры производства в целом.

Известно несколько способов изготовления стержней с терморезактивной изоляцией. При одном из них промазанный эпоксидным (или иным) клеем и запеченный стержень изолируется слюдинитовой лентой, пропитанной терморезактивным лаком повышенной вязкости, сушится, вакуумируется и затем прессуется в горячих пресс-формах. При этом смола, которой пропитана

лента, склеивает ее отдельные слои и полимеризуется. При другом способе стержень изолируется сухой лентой, содержащей минимум связующего, затем вакуумируется, пропитывается в терморезактивной смоле небольшой вязкости и затем выдерживается в течение определенного времени при повышенной температуре для затвердевания смолы.

Существует большое число модификаций этих двух основных способов получения стержней с терморезактивной изоляцией, свойства которой определяются не столько специфическими особенностями технологического процесса, сколько качеством исходных материалов и оснастки, точностью выполнения всех технологических операций и эффективностью контроля.

При разработке конструкции высоковольтной изоляции особое внимание обращается на уменьшение неоднородности поля в изоляции. С этой целью на узкие грани неизолированного стержня накладываются планки из полупроводящего или изоляционного материала с закруглениями по краям (рис. 9-2). Для выравнивания потенциалов стержня и поверхности изоляционной накладки последняя соединяется с медью полупроводящей лентой, которой обматывается стержень вместе с накладкой. Эта мера осуществляется обычно при номинальном напряжении от 13,8 кВ и выше.

Значение радиуса закругления накладки ρ обуславливает распределение потенциала в изоляции [13].

Максимальная напряженность поля в данной конструкции

$$E_{\max} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \Delta_i} \sqrt[3]{1,8 \frac{\Delta_i}{\rho} + 1}, \quad (9-1)$$

где Δ_i — односторонняя толщина изоляции.

Для предотвращения разрядов между поверхностью стержней и стенками пазов сердечника стержни покрываются снаружи полупроводящим материалом. Им может быть, например, асболовансовая лента с промазкой ее полупроводящим лаком или карборундовый лак, обладающий нелинейной характеристикой. Основным параметром пазового покрытия является поверхностное сопротивление R , верхний предел которого определяется из условия, чтобы напряжение между любой точкой покрытия, не касающейся сердечника, и самим сердечником не превышало минимального пробивного напряжения воздушного зазора $\Delta U \leq 230$ В:

$$R_{\max} \leq \frac{2\Delta_i}{2\pi f \epsilon_0 \epsilon_r l^2} \frac{\Delta U}{U_{\phi}}. \quad (9-2)$$

Здесь f — частота, Гц; ϵ_0 — электрическая постоянная, равная $\epsilon_0 = 8,86 \cdot 10^{-14}$ Ф/см; ϵ_r — диэлектрическая проницаемость изоляции, равная при $f = 50$ Гц и температуре 100°C $\epsilon_r \approx 6$ для терморезактивной изоляции и $\epsilon_r \approx 5$ для микалентной изоляции; l — расстояние до точки контакта покрытия с сердечником, см; U_{ϕ} — фазное напряжение, В.

Из принимаемого обычно условия, что на 100 см длины стержня ($l = 50$ см) приходится два контакта, и при используемых толщинах изоляции можно найти $R_{\max} \leq (0,8 \div 1,0) 10^5$ Ом.

Нижний предел сопротивления пазового покрытия определяется из условия, чтобы потери в покрытии из-за замыкания через него сегментов сердечника статора не достигали определенного уровня:

$$R_{\min} = E_1^2 / \omega_{\text{п}}, \quad (9-3)$$

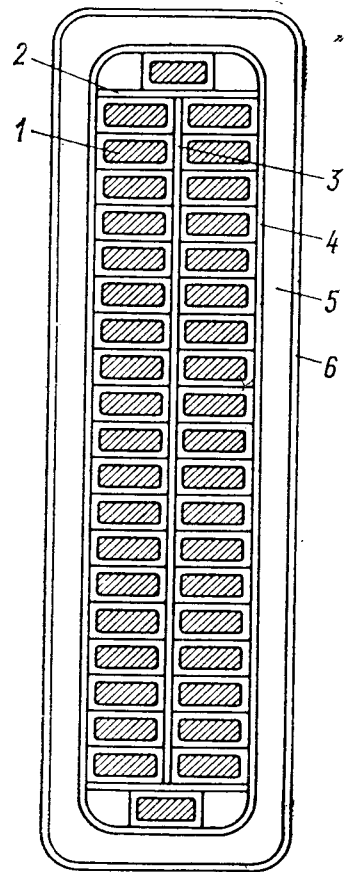


Рис. 9-2. Поперечное сечение стержня обмотки статора в пазовой части

1 — элементарные проводники; 2 — изоляция в местах транспозиции; 3 — вертикальная прокладка; 4 — внутреннее полупроводящее покрытие; 5 — корпусная изоляция; 6 — наружное полупроводящее покрытие

где E_1 — напряжение на единицу длины сердечника, В/см; ω_n — максимально допустимые удельные потери в покрытии, Вт/см².

При числе последовательно соединенных витков в фазе обмотки статора ω напряжение

$$E_1 = U_{\phi} / (2\omega l_t) \approx 0,605 \cdot 10^{-2} \tau \quad (9-4)$$

и составляет обычно в гидрогенераторах от 0,2 до 1 В/см.

В качестве предельного значения потерь в покрытии принимается либо 1 % потерь в меди обмотки статора, либо 0,01 % мощности машины. При принятии первого критерия $\omega_n = (0,06 \div 0,12) 10^{-2}$ Вт/см²; при принятии второго критерия, если иметь в виду, что мощность, отнесенная к поверхности изоляции обмотки, составляет в генераторах с воздушным охлаждением обычно 5—30 Вт/см² и в машинах с форсированным охлаждением достигает 70 Вт/см², $\omega_n = (0,05 \div 0,7) 10^{-2}$ Вт/см².

Таким образом, расчетное значение минимального сопротивления пазового покрытия на единицу поверхности составляет единицы, десятки или сотни ом.

С учетом возможной концентрации тока и снижения сопротивления в процессе эксплуатации на практике принимают R_{\min} на 2—3 порядка выше, чем по расчету, и обычно $R \geq 10^3$ Ом, но не более 10^5 Ом.

Обычно пазовое покрытие имеется на прямолинейных участках лобовых частей, заходя за нажимные гребенки статора. Этим предотвращаются возможные перекрытия напряжения по поверхности изоляции лобовых частей на корпус при высоковольтных испытаниях.

Полупроводящее покрытие лобовых частей должно обеспечивать отсутствие видимых разрядов в месте стыка пазового и лобового покрытий и скользящих разрядов на конце покрытия; оно характеризуется в среднем сопротивлением $R = 10^9 \div 10^{10}$ Ом.

Для устранения разрядов между стержнями обмоток и стенками пазов и для ограничения вибраций обмоток производится уплотнение стержней, если зазор между отжатым к боковой грани паза с помощью специальных ножей стержнем и противоположной боковой гранью паза составляет 0,3 мм и более для терморезистивной изоляции и 0,6 мм — для микалентной. Вначале отдельно уплотняются нижние стержни после их укладки, затем верхние путем установки прокладок из полупроводящего волнистого и плоского стекло-текстолита с набегающей по направлению вращения ротора стороны пазов. Общая длина уплотнения должна составлять не менее 70 % общей длины сердечника статора. Такая технология уплотнений стержней в пазах предполагает наличие необходимого зазора по ширине пазов, обеспечивающего возможность установки полупроводящих прокладок. Этим гарантируется развитая по длине и периметру пазов поверхность контактирования поверхности стержней с сердечником.

При ином подходе к уплотнению стержней последние выполняются с шириной, максимально близкой к ширине паза, калибруются под требуемые размеры, укладываются и при необходимости уплотняются. При этой технологии обеспечивается лучшее заполнение пазов медью, но возрастает трудоемкость изготовления обмотки и ухудшаются условия закрепления стержней в пазах.

Известны также варианты уплотнения стержней с помощью полупроводящих замазок и коробочек, которые не получили пока широкого применения главным образом из-за недостаточно отработанной технологии всего процесса.

Стержни обмотки соединяются между собой путем пайки. Применявшаяся ранее пайка оловянистыми припоями (мягкая пайка) в последнее время вытесняется пайкой твердыми припоями, в первую очередь ПСр-15. Твердая пайка предпочтительнее, поскольку она обеспечивает хороший электрический контакт, даже если пропаивается до 50 % общей контактной поверхности, высокую механическую прочность соединений и повышенную нагревостойкость. Кроме того, паяные соединения на твердом припое, в противоположность пайке мягкими припоями, не подвергаются старению в процессе эксплуатации.

В табл. 9-2 приведены химический состав и основные свойства припоев, используемых в крупных электрических машинах.

Обычно головки стержней выполняются закругленной формы путем отгиба проводников и пайки их встык с помощью специального медного хомутка (рис. 9-3). Во избежание повреждения прилегающей изоляции от действия высокой температуры пайка производится при быстром и интенсивном прогреве, а участки стержней вблизи головки подызолируются после пайки. Для ускорения пайки и получения хорошего полного контакта соединение может быть разбито на 2—3 ручья, пропаиваемых отдельно. При этом целесообразно установить изоляционные прокладки между ручьями, этим достигается уменьшение добавочных потерь от циркуляционных токов между элементарными проводниками стержней.

Известны и другие конструкции соединений стержней: путем пайки пар проводников встык или внахлест, путем пайки стержней посредством массивных щек. Первые конструкции позволяют отказаться от хомутиков, но их использование сопряжено со значительным увеличением трудоемкости при пайке и распайке стержней. Применение медных соединительных щек повышает общую жесткость лобовых частей и вместе с тем ведет к резкому увеличению расхода припоя, повышает вероятность повреждения изоляции из-за приближения ее к зоне пайки.

Места соединения стержней изолируются разъемными фигурными коробками по форме головок. Коробки изготавливаются из высокопрочного изоляционного материала методом прессования, чем достигается наибольшая производительность. Внутренняя полость коробок заполняется терморезистивным компаундом холодного отверждения. Такая конструкция обеспечивает значительно лучший тепловод по сравнению с вариантом головок с многослойной ленточной изоляцией (температура головок при равных условиях снижается в среднем на 20°C) при меньшей трудоемкости изолировки.

Крепление пазовой части обмотки статора осуществляется с помощью клиньев. В качестве материала для них чаще всего используются волокнистые пресс-материалы, а для заклиновки стыковых пазов — клинья из стеклотекстолита. Профиль клиньев должен соответствовать форме паза, обеспечивать надежное закрепление обмотки при рабочих и аварийных режимах, включая внутренние короткие замыкания в обмотке статора.

По длине паза клин состоит из нескольких частей (каждая длиной 150—250 мм) для облегчения установки и лучшей заклиновки. На участках, расположенных против вентиляционных каналов сердечника статора, клин имеет скосы, улучшающие условия входа воздуха из воздушного зазора в каналы.

Заклиновка обмотки в пазах делается совершенно плотной путем установки под клин необходимого числа жестких прокладок (обычно из стеклотекстолита) с тем, чтобы в эксплуатации клинья не ослабевали. Некоторые фирмы ведут работы по созданию конструкции уплотнения стержней в пазах с использованием упругих элементов, устанавливаемых обычно под клин и рассчитанных на сохранение необходимой плотности заклиновки в процессе работы после появления остаточных деформаций изоляции стержней и прокладок по высоте паза.

В вертикальных машинах крайние нижние клинья для предотвращения их смещения привязываются с помощью шнура.

В отдельных пазах укладываются термометры сопротивления: на дно пазов — для измерения температуры сердечника (один на сектор, но не менее

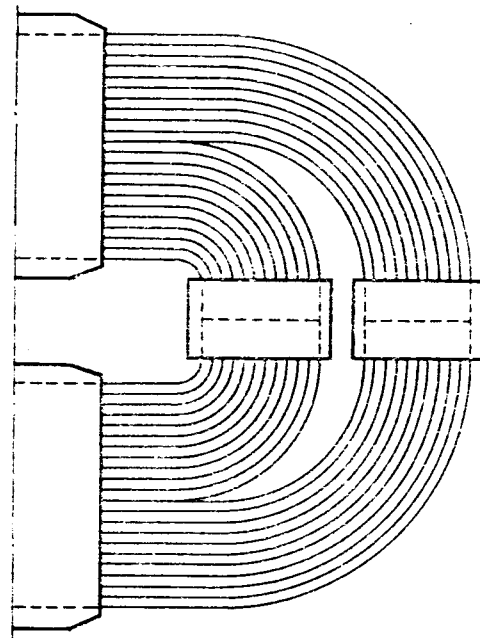


Рис. 9-3. Соединение головок стержней

Марка припоя	Температура плавления, °C		Удельное электрическое сопротивление, 10 ⁻⁹ Ом·м	Плотность, г/см ³	Химиче	
	начало	конец			серебро	
ПСр-45	665	730	100	9,1	45	
ПСр-15	640	810	207	8,5	15	
ПМф-7	705	810	384	8,0	—	
ПОС-61	183	190	139	8,5	—	
ПОС-40	183	238	159	9,3	—	
ПОС-30	183	256	170	9,6	—	

шести), между стержнями — для измерения средней температуры двухслойной обмотки статора и под пазовые клинья — для измерения температуры однослойной обмотки. Общее число термометров сопротивления, устанавливаемых для измерения температуры m -фазной обмотки с a параллельными ветвями в фазе, выбирается по формуле $N=2ma$, но не менее 12, и позволяет продублировать измерения для всех параллельных ветвей в обмотке. Провода от термометров сопротивления выводятся, как правило, через вентиляционный канал в сердечнике.

Крепление лобовых частей обмотки статора осуществляется с помощью бандажных колец, охватывающих корзинку лобовых частей снаружи и препятствующих их перемещениям в радиальном направлении. Число и сечение бандажных колец определяются из условия прочности их на разрыв при внезапных коротких замыканиях, а места установки колец выбираются с учетом напряжений в стержнях обмотки при протекании по ним токов короткого замыкания.

Нижний слой лобовых частей опирается на бандажное кольцо. Между двумя слоями лобовых частей устанавливается набор прокладок, перевязанных лентой. Каждый стержень нижнего и верхнего слоев прочно привязывается ко всем бандажным кольцам.

Для крепления лобовых частей в тангенциальном направлении служат дистанционные прокладки, устанавливаемые плотно между смежными стержнями каждого слоя через 150—200 мм, а также фасонные разборные упоры. Как распорки, так и упоры привязываются к лобовым частям шнуром.

В настоящее время в крупных гидрогенераторах для всех изоляционных крепежных и прокладочных элементов, расположенных в зоне обмотки, используются материалы по нагревостойкости не ниже класса В, чаще всего стеклотекстолиты, а для вязки лобовых частей применяются искусственные материалы: самоусаживающийся лавсановый шнур или шнуры из стекловолокна.

Наиболее эффективный способ установки дистанционных распорок в лобовых частях — способ цепной вязки, при котором каждая распорка привязывается одновременно к двум смежным стержням и все распорки расположены таким образом, что места вязок чередуются в шахматном порядке.

Крепление лобовых частей в области выхода стержней из пазов осуществляется упорами арочного типа, изготовляемыми обычно из прессованного материала (например, из АГ-4) и служащими также для предотвращения аксиального перемещения обмотки под действием собственного веса и вибраций.

Бандажные кольца гидрогенераторов с номинальным напряжением $U_{ном} \geq 6,3$ кВ и с линейными нагрузками $A \geq 700$ А/см изготавливаются из немагнитной стали. Кольца состоят из отдельных секций, соответствующих числу секторов статора, и крепятся с помощью кронштейнов, устанавливаемых непосредственно на нажимных плитах. Если кронштейн прикреплен к плите в двух точках, то одно из креплений должно быть электрически изолировано. Во избежание появления контуров с паразитными токами шаг

Таблица 9-2

ский состав, %					Временное сопротив- ление раз- рыву, МПа	Относитель- ное удлинение, %
медь	олово	цинк	фосфор	свинец		
30	—	25	—	—	450	33
80	—	—	5	—	580	30
93	—	—	7	—	230	0
—	59—61	—	—	41—39	43	46
—	39—41	—	—	61—59	38	52
—	29—31	—	—	71—69	36	45

расположения кронштейнов желательно выбирать кратным удвоенному полюсному делению.

Изоляция бандажных колец, а также перемычек, соединительных и выводных шин выполняется по типу изоляции стержней обмотки. Пакет соединительных шин собирается на изолированных стойках, укрепляемых с помощью кронштейнов на нажимных плитах или на корпусе статора. Между смежными шинами на определенных расстояниях устанавливаются дистанционные прокладки, стягиваемые немагнитными шпильками. Главные и нейтральные выводные шины группируются в двух местах по окружности статора и выводятся через окна в корпусе, закрываемые изоляционными плитами.

9-3. СХЕМЫ ОБМОТОК СТАТОРОВ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

В современных крупных гидрогенераторах применяются главным образом волновые стержневые обмотки. Более того, при реконструкции действующих генераторов обычно стараются заменить катушечные обмотки стержневыми из-за их преимуществ — более надежной изоляции и относительно легкого ремонта. Стержневая обмотка, как известно, одновитковая: в каждом пазу расположено не более двух активных сторон, катушка содержит всего один виток. Вследствие этого корпусная изоляция одновременно является витковой изоляцией и толщина изоляции между соседними витками вдвое больше, чем между каждым витком и сердечником, что повышает надежность работы обмотки. Естественно, что выполнение стержневой обмотки требует определенного объема тока в одном пазу (не менее 2000 А), иначе заполнение зубцового слоя будет малым, а расход высоковольтной изоляции и потери — большими.

Как уже отмечалось, число пазов статора на полюс и фазу $q = z / (2pm)$ может быть целым и дробным вида $q = b + c/d$. При этом максимальное значение d не может быть больше $2p/a$, где a — число параллельных ветвей обмотки, или, что то же самое, $a \leq 2p/d$.

В симметричной обмотке d не должно быть кратно m . Во избежание шума и вибраций избегают значений q , для которых справедливо равенство $3q = k \pm 1/d$ (k — целое число).

При разработке конструкции новой машины или при модернизации существующей (например, при замене катушечной обмотки волновой стержневой) наиболее трудной задачей является составление схемы обмотки с учетом требований ее технологичности и надежности. Важным условием технологичности волновых стержневых обмоток гидрогенераторов является минимум числа перемычек, сложность конструкции, большая масса и трудности изолировки которых весьма затрудняют монтаж обмотки.

Волновые стержневые обмотки обладают по сравнению с петлевыми одним преимуществом: роль межполюсных перемычек в них выполняют ото-

гнутые лобовые части катушек, расположенных под одноименными полюсами. В волновых обмотках с целым числом пазов на полюс и фазу такие катушки образуют замкнутые цепи — ходы, обегаящие весь статор. Стержни в пределах одного хода соединяются прямыми хомутками (рис. 9-4, а). В волновой обмотке с дробным числом пазов на полюс и фазу ходы не могут быть замкнутыми по всей окружности статора без дополнительных соединений, так как число катушек одной фазы под разными полюсами неодинаково: по крайней мере, один ход обмотки состоит из волновых групп, разделенных промежутками. Для их соединения применяются перемычки и косые хомутки, показанные на рис. 9-4, б, в и г. Число волновых групп

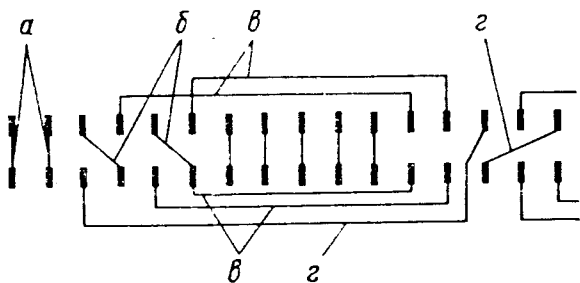


Рис. 9-4. Типы соединений волновой стержневой обмотки: а — прямой хомут; б — косой хомут; в — прямая перемычка; г — косая перемычка

определяется количество дополнительных соединений (перемычки, косые хомутки и т. д.).

Для разработки схемы обмотки по выбранному числу пазов на полюс и фазу прежде всего необходимо составить катушечный ряд: выписать числа катушек (стержней) в полуфазах под всеми полюсами. Если q — целое число, то ряд содержит одинаковые члены. Если же q — дробное (а число катушек в полуфазах может быть только целым), то ряд содержит на каждые d членов c членов, равных $b+1$, и $d-c$ членов, равных b . Если выписать такой ряд

в виде таблицы по три члена в строке, то каждый столбец этой таблицы дает чередование числа катушек по полюсам внутри одной фазы. Например, при $q=3$

3	3	3	
3	3	3	и т. д.;

при $q = 2 \frac{1}{4}$

2	2	2	
3	2	2	
2	3	2	
2	2	3	и т. д.

Можно принимать различное чередование групп в катушечном ряду, например для $q=1\frac{3}{8}$ возможны такие крайние комбинации: 21121121 и 22211111.

Как от числа пазов на полюс и фазу, так и от вида катушечного ряда зависит и число перемычек в обмотке и гармонический состав ее поля. Простейший способ составления схемы обмотки, дающий, как правило, минимальное число перемычек, состоит в следующем.

Составляем таблицу, содержащую c строк и d столбцов. Начиная с левого верхнего угла, заполняем таблицу по столбцам подряд цифрами катушечного ряда: подряд выписывается c чисел, равных $b+1$, и $d-c$ чисел, равных b , с переходом в следующий столбец после окончания очередного. Например, $q=3\frac{3}{4}$; $c=3$; $d-c=1$; число строк — 3, число столбцов — 4. Вид таблицы:

4	3	4	4
4	4	3	4
4	4	4	3.

Каждая строка таблицы представляет собой полный катушечный ряд. Катушечные ряды, дающие максимальное значение амплитуды основной гармонической и минимальное значение дробных (не кратных основной) гармонических поля реакции якоря, приведены в работе [17]. Однако эти готовые

числовые ряды иногда приводят к чрезмерно большому числу перемычек. Ниже, при составлении схемы обмотки, рассмотрим способ получения катушечного ряда с минимальным числом перемычек и достаточно хорошей кривой индукции поля реакции якоря.

Для составления схемы обмотки чаще всего используются два приема: построение так называемой табличной схемы и векторной диаграммы.

Для простоты изложения рассмотрим пример обмотки с относительно небольшим знаменателем дробной части q , например $d=5$. Возможные дробные части q при этом будут $1/5$; $2/5$; $3/5$; $4/5$. Известно, что схемы обмоток с дробным q , у которых дробные части в сумме равны единице, подобны (например, $4/5$ и $1/5$), число перемычек в них одинаково, что позволяет в нашем примере рассмотреть только два случая из четырех: $1/5$ и $2/5$. Ограничимся вначале вторым, так как этот пример носит чисто методический характер, и построим схему обмотки для $q=2^2/5$.

Построим ряд чередования катушечных групп по вышеизложенному принципу:

	d столбцов				
	3	2	2	3	2
c строк	3	2	3	2	2,

т. е. катушечный ряд имеет вид 32232, или 23223, или 22323 и т. д.

В табличной схеме обмотки, состоящей из z_0 клеток, где z_0 — число пазов единичной машины:

$$z_0 = 6 (bd + c) = 6 (2 \cdot 5 + 2) = 72,$$

число клеток в каждой строке равно результирующему шагу волновой обмотки:

$$y_p = \frac{6 (bd + c) \pm m}{d},$$

где m — наименьшее число, дополняющее $6 (bd + c)$ до целого, кратного d (результатирующий шаг y_p , разумеется, должен быть целым). Пример таблицы представлен на рис. 9-5. В соответствии с катушечным рядом проводим в каждой строке жирные вертикальные линии, отделяющие фазные зоны A , C' , B , A' , C , B' , содержащие соответственно 2, 3, 2, 2, 3, 2 клетки (в первой строчке) согласно числовому ряду. Продолжая и в следующей строке таблицы отделять вертикальной чертой столько клеток, сколько единиц в очередном члене катушечного ряда, повторяя несколько раз его чередование, после заполнения всей таблицы получаем границы фазных зон в виде ломаных (см. жирные линии на рис. 9-5).

Как указывалось выше, катушки волновой обмотки, расположенные под одноименными полюсами и соединяемые непосредственно своими лобовыми частями и прямыми хомутиками, образуют непрерывную волновую группу. Номера пазов, в которых лежат верхние стержни этих катушек, находятся в одном вертикальном столбце табличной схемы рис. 9-5. Таких столбцов в каждой полуфазе A и A' (рис. 9-5) будет минимум 2. Последовательное соединение непрерывных волновых групп фазы A осуществляется с помощью трех перемычек (3—10; 1—37; 39—46).

Правильность соединения обмотки по табличной схеме легко проверить с помощью векторной диаграммы (рис. 9-6). При четном числе пазов z_0 векторные диаграммы для полуфаз A и A' совершенно одинаковы, и можно ограничиться только одной из них.

Угол между векторами первой гармоники ЭДС активных сторон катушек, лежащих в соседних пазах, составляет в нашем примере

$$\alpha = \frac{180}{3q} = \frac{180d}{3 (bd + c)} = \frac{180 \cdot 5}{3 (10 + 2)} = 25^\circ.$$

Угол между векторами ЭДС катушек, отстоящих на один результирующий шаг y_p , равен

$$\beta = \alpha y_p = \frac{180d}{3(bd+c)} \frac{6(bd+c) \pm m}{d} = 60 \frac{6(bd+c) \pm m}{bd+c}$$

В нашем случае $\beta = 25 \cdot 14 = 350^\circ$.

Дополнение результирующего шага до двойного полюсного деления составит

$$360^\circ - \beta = \mp \frac{180m}{3qd} = \mp \frac{60m}{bd+c},$$

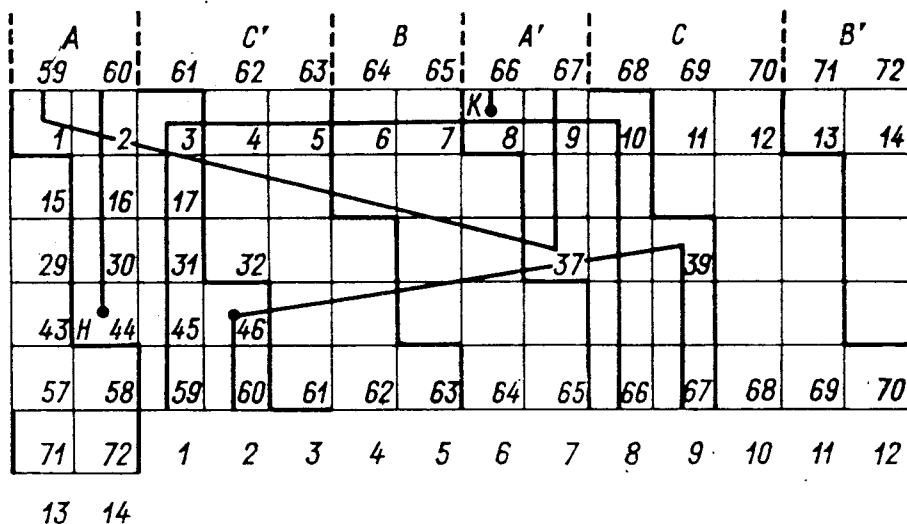


Рис. 9-5. Таблица дробной волновой обмотки для единичной машины: $p_0=5$, $z_0=72$, $q=2^{2/5}$

и в нашем случае $360^\circ - \beta = 360^\circ - 350^\circ = 10^\circ$. Угол между двумя соседними векторами на диаграмме рис. 9-6 равен

$$\beta' = \frac{360}{z_0} = \frac{360}{72} = 5^\circ.$$

Построив на диаграмме для полуфазы A сперва векторы 2 и 3 как базовые (угол между ними 25°), строим все остальные векторы, двигаясь по таблице рис. 9-5 и учитывая, что при движении в сторону возрастания номера паза угол откладывается по часовой стрелке, а при движении в сторону убывания номера — против часовой стрелки. Векторы ЭДС пазов, принадлежащих полуфазе A , занимают, как это и должно быть в симметричной трехфазной обмотке, фазную зону шириной 60° . Границы этого сектора на диаграмме (по номерам векторов) совпадают с изломами линий, отделяющих фазные зоны в таблице рис. 9-5 друг от друга.

Пометим кружком на векторной диаграмме номера векторов, повернутых относительно друг друга на угол β или $360 - \beta$, начиная с паза 3, а именно: 3—17—31—45—59—1. Это будет одна волновая группа (см. таблицу рис. 9-5), катушки которой соединяются непосредственно лобовыми частями. Вторая такая группа — это пазы 46—60—2—16—30—44.

Меньшее число волновых групп и, следовательно, перемычек в данном случае получить невозможно. Однако, если бы угол между двумя соседними векторами β' на диаграмме рис. 9-6 был равен углу $360 - \beta$, то можно

было бы получить одну волновую группу. Условие минимального числа волновых групп запишется в виде $360^\circ - \beta = \beta'$, что означает при четном d

$$\frac{60m}{bd + c} = \frac{360}{3(bd + c)} \quad (m = 2)$$

и при нечетном d

$$\frac{60m}{bd + c} = \frac{360}{6(bd + c)} \quad (m = 1).$$

Иными словами, чем ближе $6q$ к целому числу (чем меньше m), тем меньше перемычек нужно для соединения обмотки в непрерывную цепь.

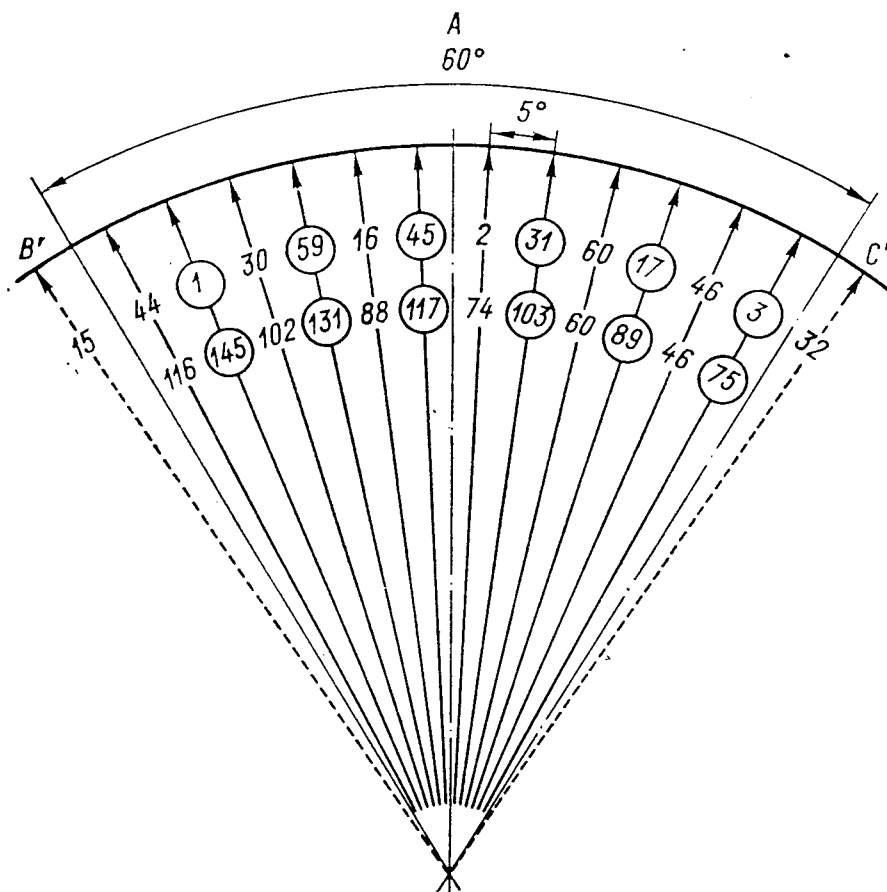


Рис. 9-6. Векторная диаграмма обмотки (рис. 9-5) для полуфазы А

В схеме обмотки при $q = 2\frac{2}{5}$ [$z_0 = 66$, $p_0 = 5$, $y_p = (66 - 1)/5 = 13$] $m = 1$. Составив аналогичным способом таблицу для этой схемы (рис. 9-7), увидим, что каждая полуфаза состоит только из одной волновой группы и для соединения всей фазы последовательно требуется всего одна перемычка.

Понятие волновой группы облегчает разработку схемы для обмотки целой машины. На рис. 9-8, а показана такая схема для $q = 2\frac{1}{5}$. Полная таблица соответствует четырем единичным машинам: $z = 4z_0 = 4 \cdot 66 = 264$. В таблице легко выделить в каждой полуфазе две непрерывные волновые группы по 11 пазов, например пазы с 55 по 185 в полуфазе А и со 152 по 22 в А'. Нетрудно убедиться, что векторная диаграмма этих катушек полностью идентична векторной диаграмме обмотки единичной машины. Начала (Н) и концы (К) этих волновых групп будут местами присоединения перемычек или выводными концами. В изображенной на рис. 9-8, а схеме общая длина перемычек еще значительна — около трех полных окружностей статора. Уменьшить их число можно, искусственно меняя фазные зоны: на рис. 9-8, б одна волновая группа полуфазы А удлинена на две катушки, а волновая группа полуфазы А' укорочена на две катушки. Волновая группа из 11 катушек 55—185 превратилась при этом в группу 42—198 из 13 катушек, а группа 152—22 уменьшилась до 9 катушек: 139—35.

Длина каждой перемычки на рис. 9-8, б равна 7 пазовым делениям (а не 33, как на рис. 9-8, а), и их общая длина составляет около половины окружности статора. Так как все фазы претерпят подобное изменение, вид катушечного ряда изменится и вместо 32222... он станет 1322232223...

Иначе говоря, период катушечного ряда возрастает в два раза. Несколько возрастает ширина фазной зоны, что приводит к незначительным изменениям обмоточного коэффициента для основной гармонической. Однако как при «естественном» катушечном ряде, так и при его изменении для улучшения схемы обмотки в кривой МДС реакции якоря могут появиться при дробном q гармонические, порядок и пространственный период которых не кратны p (порядку) и 2τ (периоду) основной гармонической (так называемые дробные гармонические). Их порядок по отношению к порядку основной гармонической составляет $\nu = (d \pm 2k)/d$ при четном d и $\nu = (2d \pm 2k)/(2d)$ при нечетном d ($k=0, 1, 2, \dots$). Наложение такой гармонической поля на основную гармоническую приводит к пульсации поля в зазоре и виб-

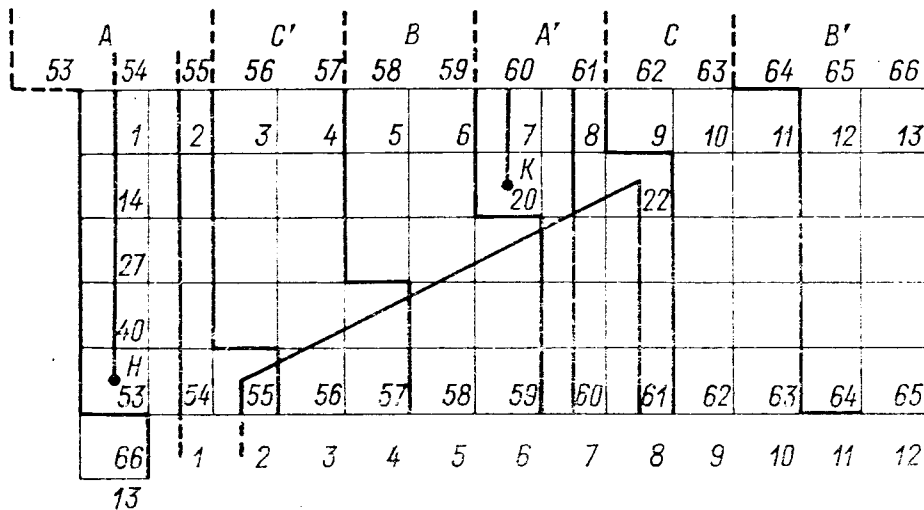


Рис. 9-7. Таблица дробной волновой обмотки для единичной машины: $p_0=5$, $z_0=66$, $q=2^2/5$

рации сердечника (см. гл. 11). Наиболее опасными в отношении возникновения вибраций являются гармонические, порядок которых близок к 1 и направление вращения обратно направлению вращения основной гармонической поля ($k=1, 2$).

Полный гармонический состав поля обмотки статора можно вычислить с помощью ЭВМ по методике, изложенной в работе [28]. Путем изменения катушечного ряда можно найти такую схему обмотки, в которой обмоточный коэффициент для опасной дробной гармонической минимален. Покажем, как это сделать с помощью табличной схемы.

Рассмотрим табличную схему обмотки с $q=1^3/8$, $z_0=33$, $p_0=4$ и $y_p=8$ (рис. 9-9, а), построенную для ряда 11211212. Волновые группы, соответствующие единичной машине, 11—51 и 15—47 заштрихованы.

Для основной гармонической

$$\alpha = \frac{180d}{3(bd + c)} = \frac{180 \cdot 8}{3 \cdot 11} = 43,6^\circ.$$

Для гармонической порядка 10/8

$$\alpha_{10} = \frac{10}{8} 43,6 = 54,5^\circ; \quad \beta_{10} = \alpha_{10} y_p = 436^\circ; \quad 360 - \beta_{10} = -76^\circ.$$

Построим векторную диаграмму (рис. 9-9, б) для гармонических $\nu=10/8$ и пометим римскими цифрами попарно векторы, в сумме дающие приблизи-

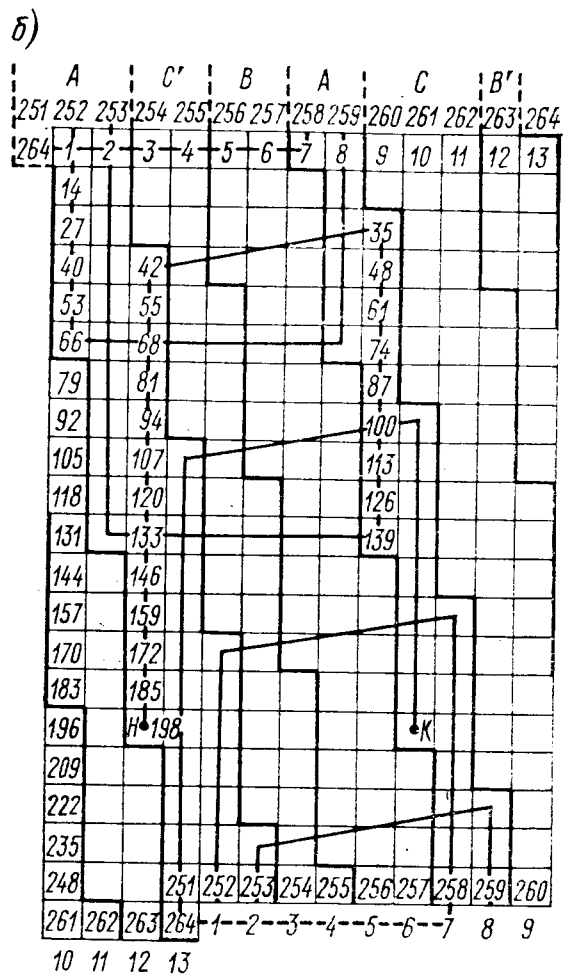
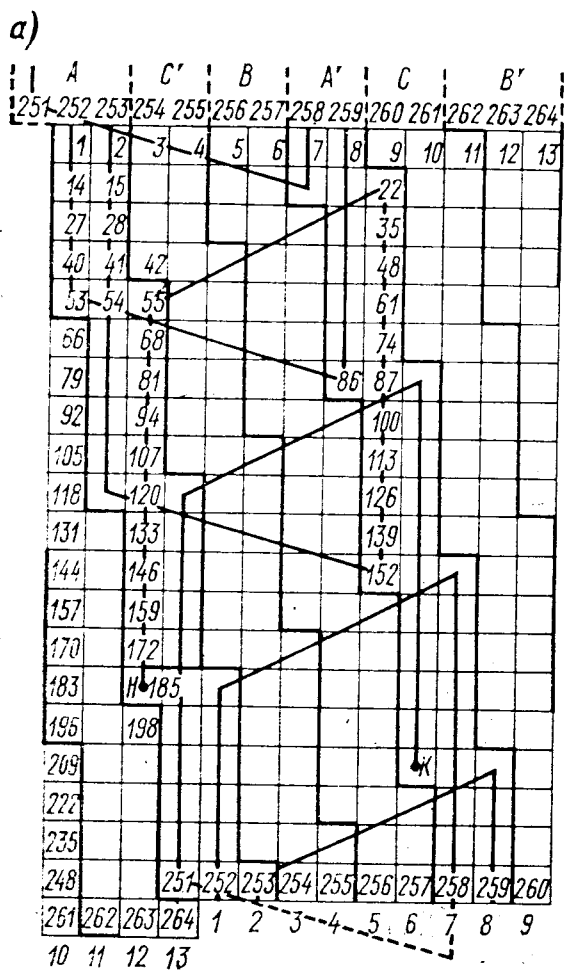


Рис. 9-8. Соединение перемычками волновых групп, соответствующих единичной машине: а — по «естественному» катушечному ряду для $q=2^{1/5}$; б — по измененному катушечному ряду

a)

B'	A	C'	B	A'	C		
1	2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31	32
33	34	35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46	47	48
49	50	51	52	53	54	55	56
57	58	59	60	61	62	63	64
65	66	67	68	69	70	71	72
73	74	75	76	77	78	79	80
81	82	83	84	85	86	87	88
89	90	91	92	93	94	95	96

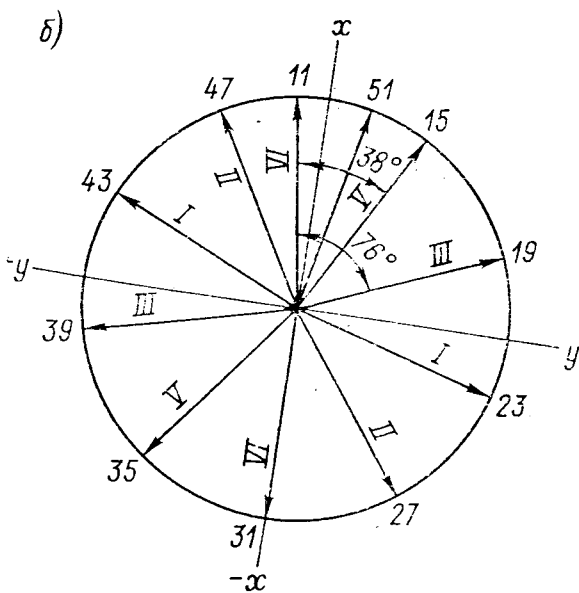


Рис. 9-9. Таблица обмотки при $q=1^{3/8}$ (а) и векторная диаграмма для гармонической порядка $10/8$ (б)

тельно нуль. Остается один вектор из 11, что соответствует обмоточному коэффициенту для этой гармонической около 0,09. Точный расчет дает значение $k_{\omega^{10}/8} = 0,12$.

Не изменяя числа волновых групп и перемычек, попытаемся уменьшить эту величину. Легко заметить, что если исключить из волновой группы 15—47 векторы 15 и 23, включив в волновую группу 11—51 дополнительно векторы 59 и 67 (рис. 9-10, а), то векторная диаграмма приобретет вид, показанный на рис. 9-10, б, т. е. после исключения попарно помеченных противополож-

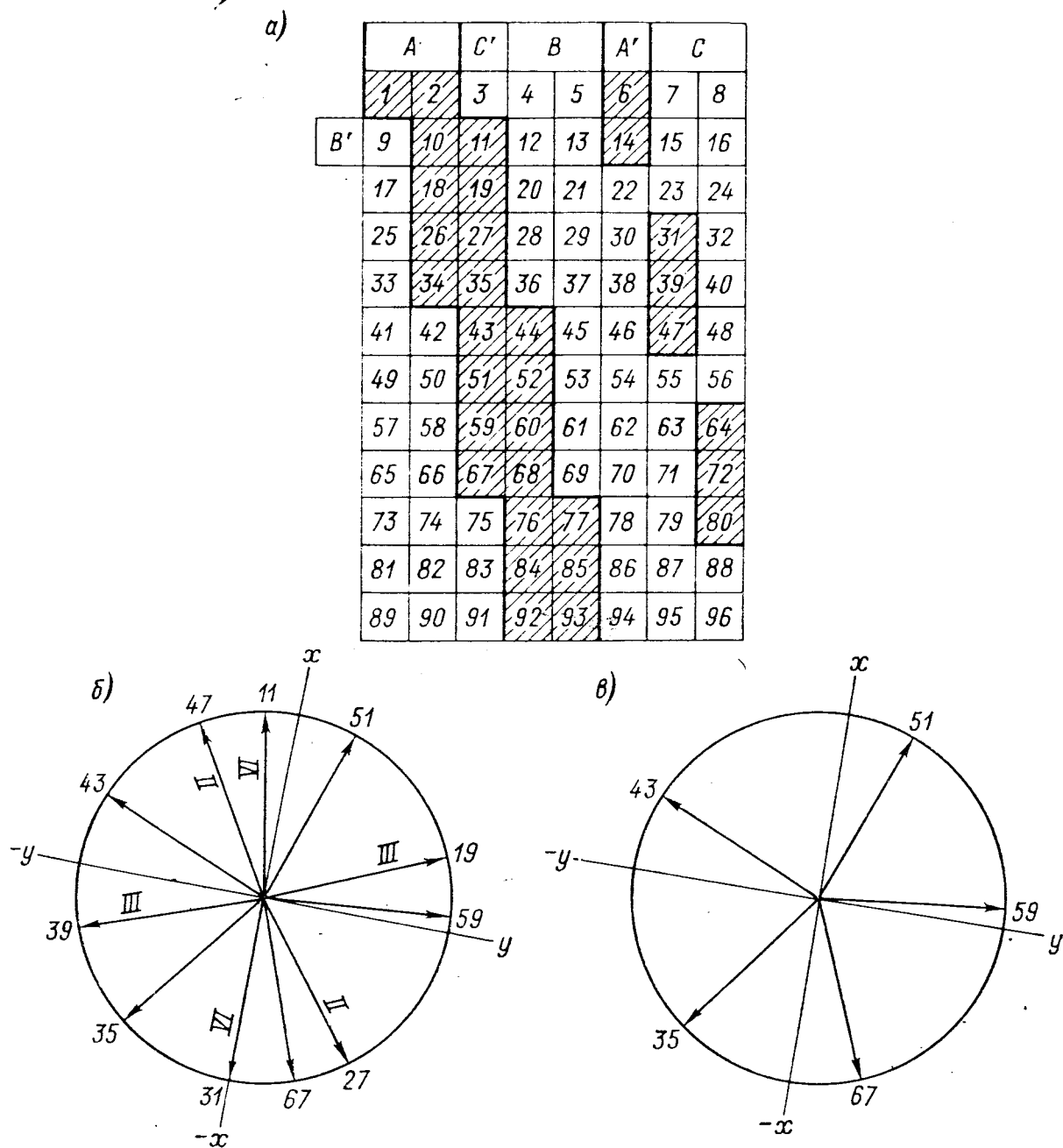


Рис. 9-10. Изменение таблицы и векторной диаграммы, показанных на рис. 9-9

ных векторов она становится практически симметричной звездой (рис. 9-10, в). Точный расчет дает для этого случая $k_{\omega^{10}/8} = 0,01$. Катушечный ряд принимает вид 12120212. Число соединений не увеличивается, так как остается неизменным число волновых групп.

Описанные выше практические приемы составления схем обмоток гидрогенераторов позволяют относительно просто получать схемы с минимальным числом перемычек и удовлетворительным гармоническим составом кривой МДС, что важно не только при проектировании новых, но и при модернизации действующих гидрогенераторов.

9-4. ВЛИЯНИЕ ДЕМПФЕРНОЙ СИСТЕМЫ НА ЭДС И МДС ТРЕХФАЗНЫХ ОБМОТОК

Существует ряд способов снижения пульсации индукции в зазоре и ЭДС обмотки с частотой зубчатости (большой знаменатель дроби c/d , скос пазов или полюсов, групповой или попарный сдвиг полюсов и т. п.). Одним из них является также выбор соответствующего шага демпферной обмотки. Демпферная обмотка, шаг которой в точности равен шагу по пазам статора, практически не уменьшает гармонических поля порядка зубчатости статора, так как расстояние между соседними стержнями равно периоду гармонической зубчатости. Если же шаг демпферной обмотки отличается от пазового деления статора в большую или меньшую сторону, то гармоническая поля порядка зубчатости наводит в каждой паре демпферных стержней ток, поле которого уменьшает эту гармоническую.

Если отсутствие гармонических порядка $6q \pm 1$ в кривой ЭДС обмотки статора достигнуто другими мерами, то шаг демпферной обмотки целесообразно выбрать равным шагу по пазам статора, так как при этом потери в демпферной системе от токов с частотой зубчатости равны нулю. Выбор шага демпферной обмотки $t_2 \neq t_1$ — существенный способ снижения пульсаций индукции.

Однако кривая МДС демпферной системы сама может стать источником гармонических поля, порядок которых будет равен $2\tau/t_2$, и если обмоточный коэффициент статорной обмотки для этих гармонических достаточно велик, то они появятся в кривой ЭДС. Во избежание этого необходимо, чтобы в пределах одной фазной группы обмотки статора геометрическая сумма векторов ЭДС, вызванных гармоническими порядка $2\tau/t_2$, была равна нулю. Это получается, если период гармонической порядка $2\tau/t_2$, равный $2t_2$, кратен ширине фазной зоны, т. е. $qt_1 = kt_2$, где k — целое число. При $t_2 \neq t_1$ ближайшее к q число $k = q \pm 1$, и получаем условие

$$t_2/t_1 = 2q/(2q \pm 2). \quad (9-5)$$

Записанное в таком виде это условие, как легко убедиться, справедливо не только для целого q , но и для q вида $b + c/2$.

Гармоническая поля порядка $2\tau/t_2$ должна быть достаточно далека от гармонической порядка $6q \pm 1$ (первой зубцовой гармонической), так как их близость может привести к появлению ЭДС с частотой $2(\tau/t_2)f_{\text{ном}}$ в обмотке статора. Обычно достаточно, чтобы $2(\tau/t_2) - 6q \pm 1 \geq 3$; при условии (9-5) это выполняется автоматически.

9-5. ИСПЫТАНИЯ ОБМОТОК

В процессе изготовления, укладки и пайки обмоток все их основные элементы, находящиеся в работе под напряжением, подвергаются пооперационным испытаниям с целью своевременного выявления дефектов изоляции, могущих привести к снижению надежности обмоток в эксплуатации.

В табл. 9-3 дана шкала испытательных напряжений корпусной изоляции обмоток статоров гидрогенераторов в зависимости от их линейного напряжения. Длительность каждого из этих испытаний 1 мин.

Если толщина изоляции выбирается для напряжения более высокого, чем номинальное напряжение машины, испытательные напряжения принимаются исходя из напряжения, принятого для выбора толщины изоляции.

При изготовлении статоров из отдельных секторов с укладкой обмотки статора частично на заводе и частично на месте установки (стыковые зоны) пооперационные испытания повышенным напряжением по пп. 2, 3 и 5 табл. 9-3 выполняются на заводе, а по пп. 4, 6 и 7 — на ГЭС. В машинах, в которых невозможно провести испытание стыковых стержней верхнего ряда отдельно от стержней нижнего ряда, верхние стыковые стержни испытываются напряжением, регламентированным п. 6 табл. 9-3.

При сборке сердечника статора в кольцо или из секторов с укладкой всей обмотки на месте установки число пооперационных испытаний сокра-

№ пп.	Технологическая операция	Испытательное напряжение при пооперационных испытаниях корпусной изоляции обмоток статоров гидрогенераторов при номинальном напряжении, кВ							
		3-3,15	6-6,3	10-10,5	13,8	15,75	18	20	
1	Испытание готовых стержней на заводе непосредственно после их изготовления переменным напряжением промышленной частоты	13,7	24	36	45	50,2	56,5	62	
2	Испытание стержней нижнего ряда после их укладки в пазы статора, уплотнения и временной заклиновки переменным напряжением промышленной частоты	11,9	21,4	32,3	40,9	45,9	51,8	57	
3	Испытание стержней верхнего ряда после их укладки в пазы статора, уплотнения и заклиновки совместно со стержнями нижнего ряда до соединения с ними переменным напряжением промышленной частоты	9,6	19,4	29,2	37,1	41,8	47,2	52	
4	Испытание на месте установки стыковых стержней нижнего ряда и отдельно верхнего ряда после укладки их в пазы статора, уплотнения и заклиновки (временной для отдельно испытываемых нижних стержней) до соединения с остальной обмоткой переменным напряжением промышленной частоты	9,6	19,4	29,2	37,1	41,8	47,2	52	
5	Испытание обмоток секторов статоров после пайки и изолирования соединений без стальных стержней переменным напряжением промышленной частоты	9,2	18,3	27,1	34,4	38,6	43,6	48	
6	Испытание готовой обмотки после пайки и изолирования всех соединений переменным напряжением промышленной частоты	7,3	15,7	24	30,6	34,5	39	43	
7	Сдаточное испытание готовой обмотки перед пуском генератора в эксплуатацию: выпрямленным напряжением переменным напряжением промышленной частоты	9,4 5,9	20,2 12,6	30,7 19,2	39,2 24,5	44,2 27,6	50 31,2	55 34,4	

щается: на ГЭС выполняются испытания повышенным напряжением по пп. 2, 3, 6 и 7. Причем последнее проводится дважды: вначале выпрямленным напряжением, а затем переменным напряжением промышленной частоты.

Для общего суждения о качестве изоляции стержней обмоток после изготовления, кроме испытаний повышенным напряжением, подвергаются также испытаниям на диэлектрические потери в изоляции и на уровень частичных разрядов. Первыми испытаниями определяется тангенс угла потерь, представляющий собой отношение активного тока, соответствующего потерям в изоляции, к зарядному току. Для стержней обмотки статора с изоляцией на терморезистивных связующих и с пазовым полупроводящим покрытием при приложении напряжения 3 кВ должно быть выдержано условие $\operatorname{tg} \delta \leq 0,04$, причем разность тангенсов угла потерь при номинальном напряжении и при $U=3$ кВ не должна превышать $\Delta \operatorname{tg} \delta \leq 0,02$.

При применении микалентной компаундированной изоляции диэлектрические потери выше и характеризуются для стержневых обмоток в зависимости от номинального напряжения и длины сердечника статора следующими значениями: $\operatorname{tg} \delta \leq 0,09 \div 0,06$ и $\Delta \operatorname{tg} \delta \leq 0,04$, причем в машинах с большими напряжениями и длинами сердечников диэлектрические потери меньше, и, наоборот, при напряжениях 6—11 кВ и $l_i < 200$ см они достигают наибольшего значения.

Если испытание на диэлектрические потери производится обычно выборочно, отдельных стержней партий, чтобы убедиться в отсутствии отклонений в технологическом процессе, то контролю по интенсивности частичных разрядов подвергаются все стержни с целью проверки монолитности терморезистивной изоляции. В зависимости от значения номинального напряжения, принятого испытательного напряжения заводами регламентируются предельно допускаемые значения напряжения разрядов.

В процессе пусконаладочных работ на ГЭС проводится также испытание электрической прочности межвитковой изоляции обмотки статора, которое обычно совмещается со снятием характеристики холостого хода. Применительно к стержневым обмоткам целью этого испытания является проверка изоляции между принадлежащими одной фазе стержнями, лобовые части которых находятся в непосредственной близости и оказываются при этом под различными потенциалами. Такая комбинация возможна при волновом типе обмотки.

Испытание электрической прочности межвитковой изоляции предписывается проводить напряжением $1,5 U_{\text{ном}}$ в течение 5 мин. Однако на практике это требование часто невозможно выполнить из-за чрезмерного возрастания тока ротора (даже с учетом повышения частоты вращения в опыте на 10 %) и ограничений, налагаемых оборудованием тиристорных систем возбуждения и нагревом активных частей гидрогенератора (см. § 3-1). Поэтому приходится снижать значение напряжения до $1,3 U_{\text{ном}}$; однако, как показывает опыт, это испытательное напряжение вполне достаточно.

Изоляция обмоток статоров вспомогательных генераторов независимо от их номинального линейного напряжения выбирается обычно исходя из напряжения 3150 В. Поэтому испытание изоляции катушек обмоток статоров этих машин повышенным напряжением относительно корпуса производится в соответствии со шкалой табл. 9-3 для $U_{\text{ном}}=3150$ В: уложенные в пазы катушки обмотки — напряжением 11,9 кВ, обмотки секторов на заводе после пайки — напряжением 9,2 кВ, катушки стыковых зон статоров — 9,6 кВ. Испытание выпрямленных напряжением обмоток статоров вспомогательных генераторов, как правило, не производится.

При длительных остановках гидрогенераторов возможно ухудшение состояния изоляции обмотки статора из-за ее увлажнения. Поэтому перед включением машины в сеть для восстановления изоляции может оказаться необходимым ее высушить.

Включение в сеть гидрогенератора без сушки после длительной стоянки разрешается при выполнении следующих трех основных условий: сопротивление изоляции R_{60} обмотки статора должно быть не меньше минимально допустимого, коэффициент абсорбции R_{60}/R_{15} при температуре обмотки от +10 до +30 °С должен быть не меньше 1,3, кривая зависимости токов утечки

через изоляцию обмотки от испытательного напряжения выпрямленного тока $i_y = f(U_n)$ не должна иметь крутых изгибов, а сам ток утечки не должен увеличиваться при неизменном испытательном напряжении данной ступени.

Абсолютное значение сопротивления изоляции обмотки статора гидрогенератора, а также вспомогательного генератора, измеренное при температуре обмотки не ниже $+10^\circ\text{C}$ и приведенное к температуре $+75^\circ\text{C}$, должно быть не меньше рассчитанного в мегаомах по формуле

$$R_{60} = \frac{U_{\text{ном}}}{1000 + 0,01 S_{\text{ном}}}, \quad (9-6)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение машины, В; $S_{\text{ном}}$ — полная мощность машины, кВ·А.

Измеренное значение сопротивления изоляции приводится к температуре $+75^\circ\text{C}$ путем деления на температурный коэффициент k_T , значения которого даны в табл. 9-4.

Таблица 9-4

$T, ^\circ\text{C}$	75	70	60	50	40	30	20	10
k_T	1,0	1,2	1,8	2,6	3,9	5,5	8,5	12

Таблица 9-5

Объект измерения	Напряжение мегомметра, В
Обмотка статора гидрогенератора	2500
Обмотка возбуждения гидрогенератора	1000, допускается 500
Обмотка статора вспомогательного генератора:	
при $U_{\text{ном}} > 1000$ В	2500
при $U_{\text{ном}} \leq 1000$ В	1000
Обмотка возбуждения вспомогательного генератора	1000, допускается 500
Обмотки главного возбудителя	1000
Обмотки подвозбудителя	1000

Таблица 9-6

Мощность, кВ·А	Номинальное напряжение, В	Испытательное выпрямленное напряжение, В
Менее 1000	Все напряжения	1,2 ($2U_{\text{ном}} + 1000$)
Не менее 1000	Не более 3300	
		$3300 < U_{\text{ном}} \leq 6600$ Более 6600

Таблица 9-7

Технологическая операция	при номинальном напряжении возбудителя, В		при напряжении форсирования $U_{эф}$ более 2200 В		
	до 150	150—350			
	350—800				
Испытательное напряжение при поперационных испытаниях корпусной изоляции обмоток возбуждения гидрогенераторов и вспомогательных генераторов	Испытание готовых катушек возбуждения на заводе после их установки на полюсы	2500	$10U_{e\text{ ном}} + 1000$	4500	$2,3U_{эф}$
	Испытание готовых контактных колец на заводе	3000	$10(U_{e\text{ ном}} - 150) + 3000$	5000	$2,5U_{эф}$
	Испытание катушек обмотки возбуждения на месте установки или на заводе после установки полюсов на остовах ротора	2250	$9,8U_{e\text{ ном}} + 800$	4250	$2,15U_{эф}$
	Испытание элементов токоподвода на месте установки до их соединения с обмоткой возбуждения	3000	$20U_{e\text{ ном}}$	7000	7000
	Испытание обмотки возбуждения с токоподводом на месте установки после соединения катушек между собой	2000	$9,5U_{e\text{ ном}} + 600$	4000	$2,0U_{эф}$
	Испытание контактных колец после их насадки на вал или надставку вала	2500	$10(U_{e\text{ ном}} - 150) + 2500$	4500	$2,2U_{эф}$
	Испытание обмотки возбуждения совместно с токоподводом и контактными кольцами на месте установки в полностью собранной машине	1500	$10U_{e\text{ ном}}$	3500	$1,85U_{эф}$
	Испытание обмотки возбуждения совместно с токоподводом и контактными кольцами перед сдачей машины в эксплуатацию	1200	$8U_{e\text{ ном}}$	2800	$1,5U_{эф}$

Абсолютные значения сопротивлений изоляции R_{60} обмоток возбуждения гидрогенератора и вспомогательного генератора, всех обмоток главных и вспомогательных возбудителей при температуре от $+10$ до $+30^\circ\text{C}$ должны быть не менее $0,5$ МОм. Сопротивление изоляции измеряется мегомметром, напряжение которого определяется в соответствии с табл. 9-5.

Измерение сопротивления изоляции, а также токов утечки обмоток статоров должны производиться для каждой фазы отдельно, а при наличии раздельно выведенных и изолированных параллельных ветвей — для каждой отдельно.

Токи утечки через изоляцию определяются при нескольких значениях выпрямленного напряжения, изменяемого ступенями приблизительно через $0,5 U_{\text{ном}}$ до максимального значения, определяемого по табл. 9-6. Минимальное испытательное напряжение (первая ступень) должно быть не более 20% полного испытательного напряжения.

Обмотки роторов, электрически связанные с ними участки токоподводов и контактные кольца гидрогенераторов и вспомогательных генераторов в процессе изготовления и сборки подвергаются контрольным и сдаточным испытаниям повышенным напряжением промышленной частоты длительностью 1 мин при испытаниях электрической прочности изоляции относительно корпуса и в течение 5 мин при испытаниях межвитковой изоляции катушек обмотки. В табл. 9-7 даны испытательные напряжения при пооперационных испытаниях изоляции роторов и их отдельных элементов относительно корпуса в функции номинального напряжения возбудителя. Если при форсировании возбуждения напряжение на контактных кольцах $U_{e\phi}$ превышает 2200 В, испытательные напряжения определяются в зависимости от его значения.

Межвитковая изоляция катушек обмотки возбуждения испытывается по меньшей мере дважды: вначале на заводе к выводным концам каждой катушки прикладывается напряжение $15 U_{e\text{ ном}}/(2p)$, во второй раз, после установки полюсов на обode ротора, — напряжением $10 U_{e\text{ ном}}/(2p)$. Дефект изоляции обнаруживается по нагреву короткозамкнутого витка. Если навеска полюсов на ротор производится на заводе, последнее испытание повторяется при монтаже. Испытания изоляции между витками должны проводиться на плотно сжатых катушках. Эту операцию выполняют, либо помещая катушки под пресс (на заводе), либо после расклиновки хвостов полюсов (при монтаже), а при их болтовом креплении — после заворачивания болтов.

9-6. ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБМОТОК С ВНУТРИПРОВОДНИКОВЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ

Стержень обмотки статора с непосредственным водяным охлаждением выполняется в виде комбинации чередующихся в определенном порядке сплошных и полых изолированных медных проводников. Расчет максимальных превышений температуры в таком стержне изложен в § 6-6.

По своей конфигурации, конструкции изоляции, способам транспонирования, креплениям в пазовой и лобовой частях стержни с водяным охлаждением не отличаются от описанных в § 9-2. Однако при этом узел соединения стержней приобретает совершенно иной вид. Он формируется с помощью фасонных медных наконечников, охватывающих элементарные проводники. Стержень с каждой стороны заканчивается наконечником, водораспределительная камера которого служит для питания полых проводников дистиллятом, штуцер — для присоединения водосоединительных трубок и шлангов, контактная пластина — для электрического соединения стержней.

Типичная конструкция концевой части стержня показана на рис. 9-11. Элементарные проводники впаиваются серебряным припоем в водораспределительную камеру наконечника; для предотвращения затекания припоя в каналы полых проводников последние делаются несколько длиннее сплошных.

Соединение стержней последовательно по ходу воды осуществляется с помощью тонкостенных медных трубок, впаиваемых в отверстия штуцеров

наконечников серебряным припоем. Электрическое соединение стержней обмотки состоит из медной обоймы и расклиниваемых в ней контактных пластин наконечников соединяемых стержней. Все эти элементы предварительно лудятся, и соединение пропаивается припоем ПОС-40.

Гидравлическая схема обмотки статора гидрогенераторов достаточно сложна: она включает в себя различные по составу группы параллельных по ходу ветвей воды — группы из одних только стержней, из стержней и шиннопроводов. Гидравлические соединения выполняются в соответствии с электрической схемой обмотки, с тем чтобы стержни каждой цепи по ходу воды принадлежали одной параллельной ветви фазы обмотки и находились под максимально близкими электрическими потенциалами. Поэтому при составлении гидравлической схемы обмотки параллельные ветви фаз последовательно дробятся на участки, каждый из которых образует свою отдельную гидравлическую цепочку.

Число последовательно соединяемых по ходу воды стержней определяется из условия достижения приемлемого уровня давлений воды в обмотке, при которых обеспечивается, с одной стороны, герметичность всех ее соединений при длительной эксплуатации, а с другой — достаточно равномерное распределение общего расхода охлаждающего дистиллята по гидравлическим цепям. Последние подключаются параллельно к напорному и сливному коллекторам с помощью соединительных шлангов.

К материалу шлангов предъявляются высокие требования. Во-первых, он должен обладать высокой электрической прочностью, так как напряжение между концами шланга в работе может достигать фазного напряжения машины, а при испытаниях — напряжения, определяемого в соответствии с табл. 9-3. Во-вторых, он должен иметь высокую нагревостойкость, так как при нарушениях нормального режима работы генератора и системы водяного охлаждения средняя температура выходящего из обмотки дистиллята может достигнуть 85°C , а в отдельных ветвях — приблизиться к 100°C . Наконец, изоляционные шланги должны обладать высокой вибростойкостью, чтобы неизбежные перемещения головок стержней под действием электродинамических усилий не приводили к разрушению материала шланга и нарушению герметичности гидравлических соединений. Как правило, для шлангов используются трубки из фторопласта, которые удовлетворяют всем перечисленным требованиям и зарекомендовали себя в эксплуатации более долговечными по сравнению с применявшимися ранее резиновыми шлангами.

Армированные концы шлангов подсоединяются посредством накладных гаек к штуцерам наконечников стержней и к штуцерам, сваренным в коллекторы. Поскольку шланги достаточно жестки, а их деформация из-за опасности повреждения весьма нежелательна, для удобства подгонок по месту при установке шланги иногда наращивают с помощью медных промежуточных трубок. Роль уплотнений в местах резьбовых соединений элементов водяного тракта обмотки играют обычно кольца из специальной нагревостойкой резины.

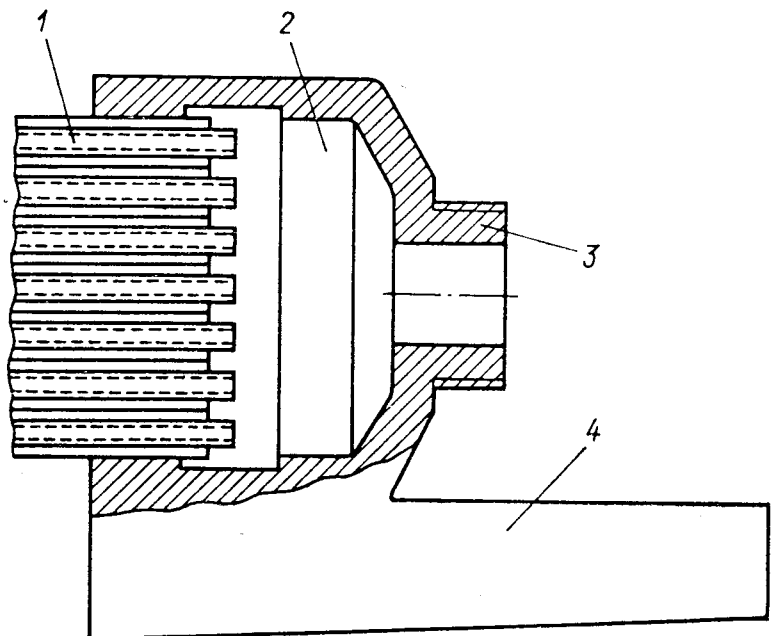


Рис. 9-11. Наконечник стержня обмотки статора с водяным охлаждением

1 — элементарные проводники; 2 — водораспределительная камера; 3 — штуцер; 4 — контактная пластина

Напорный и сливной коллекторы размещаются по одну сторону статора, в вертикальных машинах — снизу, укрепляются на опорных изоляторах и теплоизолируются во избежание конденсации на них влаги. Как правило, коллекторы выполняются в виде кольцевых трубопроводов, однако при очень больших расходах дистиллята может оказаться целесообразным для уменьшения диаметра коллекторов выполнить их из отдельных секторов.

На соединениях коллекторов с внешними трубопроводами устанавливаются изоляционные вставки, позволяющие измерить сопротивление изоляции обмотки статора (всех трех фаз вместе) без слива из нее дистиллята. Для этого требуется снять заземление с водяных коллекторов, перекрыть запорные вентили по обе стороны изоляционных вставок, удалить из них дистиллят через сливные вентили, осушить внутреннюю поверхность изоляционных вставок сухим сжатым воздухом и, убедившись в отсутствии загрязнения поверхности опорных изоляторов водяных коллекторов, произвести измерение.

Электрическое сопротивление заполненных дистиллятом шлангов составляет в гидрогенераторах 10^3 — 10^5 Ом, т. е. приблизительно на три порядка меньше сопротивления изоляции обмотки, которое оно шунтирует. Поэтому для возможности измерения сопротивления изоляции обмотки последовательно к шлангам подсоединяется изоляционная вставка, сопротивление которой в сухом состоянии не менее 10^8 — 10^9 Ом.

Так как соединительные и выводные шины обмотки, а иногда также и участки шинопроводов за пределами генератора включаются в общую систему водяного охлаждения, необходимо предусматривать дополнительные сливные коллекторы для соответствующих параллельных по ходу воды цепей.

Описанные выше конструкции не являются единственными. При создании гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора фирмы применяют различные технические решения. Известны, например, конструкции стержней с водоохлаждаемыми трубками, размещаемыми между двумя вертикальными столбиками сплошных медных проводников, и конструкций стержней с полыми стальными проводниками и большим числом сплошных медных между каждой ближайшей парой полых в столбике. Как и в турбогенераторах, используются различные варианты соединений стержней, в частности находят применение конструкции с отдельными соединениями по току и воде. Велико также разнообразие в способах герметизации различных элементов водяного тракта машины и т. д.

К обмотке статора с непосредственным охлаждением предъявляются два основных требования — плотность всех соединений гидравлической системы и проходимость внутрипроводниковых каналов всех ее стержней. Поэтому в процессе изготовления, а затем во время эксплуатации обмотка и отдельные ее части подвергаются соответствующим испытаниям на герметичность, прочность и проходимость.

Испытания на заводе начинаются с проверки в течение 5 мин бухт медной трубки, используемой для полых проводников, давлением воды 7 МПа при толщине стенки трубки 1,5 мм и давлением 3 МПа при толщине стенки 1,3 мм.

Наконечники стержней испытываются азотом при давлении 1,5 МПа в течение 5 мин дважды — после литья и затем в законченном виде, после всех механических обработок. Для этого водораспределительная камера наконечника закрывается крышкой с уплотняющей прокладкой, в отверстие штуцера подается сжатый воздух и наконечник погружается в воду. Отсутствие пузырьков воды свидетельствует о плотности стенок наконечника.

На следующем этапе испытаний проверяется качество соединения наконечников с полностью отформованными стержнями до нанесения на них корпусной изоляции. Эти испытания производятся при циркуляции воды под давлением 0,7—0,8 МПа с растворенным в ней красителем и при циклическом изменении температуры. Каждый цикл включает в себя циркуляцию воды с температурой 80—85 °С в течение 2 ч, с температурой окружающего воздуха в течение 1 ч и вновь с температурой до 80—85 °С — всего 2—3 цикла. Проверяемые места покрываются меловым раствором для цветной дефектоскопии; при наличии неплотностей паек по характерному подкрашиванию легко обнаруживается место протечки.

Прошедшие проверку на герметичность стержни затем дважды подвергаются испытанию на прочность давлением воды 1,5 МПа: до наложения корпусной изоляции — в течение 30 мин и уже в полностью готовом виде — 10 ч.

Все дальнейшие испытания производятся уже на обмотке, уложенной в статор.

После укладки в пазы сердечника сектора или статора стержней нижнего и верхнего рядов, их уплотнения и заклиновки, пайки перемычек и соединительных трубок производятся испытания на прочность давлением воды 1,3 МПа в течение 2 ч и затем на герметичность в течение 72 ч с циклическим изменением температуры аналогично тому, как это было описано выше. В условиях ГЭС после укладки стержней в стыковых зонах и соединения их с остальной обмоткой последние испытания повторяются, а их длительность увеличивается до 100 ч. Процедура гидравлических испытаний после замены технологических шлангов на штатные завершается повышением давления воды до 1,3 МПа и выдержкой под этим давлением в течение 2 ч, после чего головки стержней изолируются, и затем выдержкой под давлением 0,8 МПа (но не менее 1,5 номинального давления на входе в обмотку) в течение суток.

В технологическом процессе изготовления обмотки предусматриваются также испытания отдельно стыковых стержней перед их укладкой в статор, медных водосоединительных трубок, изоляционных шлангов, коллекторов, а также оборудования системы водяного охлаждения.

Помимо испытаний на прочность и герметичность, стержни обмотки многократно подвергают испытаниям на проходимость внутренних каналов для того, чтобы убедиться в отсутствии их закупорки из-за пережатия, затекания припоя, компаунда и пр. Эти испытания проводятся после пайки первого наконечника, после пайки второго наконечника, после циркуляции горячей воды и, наконец, после выпечки корпусной изоляции. Окончательная проверка проходимости каналов производится на статоре по параллельным ветвям. Практически расход измеряется временем заполнения мерного сосуда по секундомеру. Полученные результаты сравниваются с расчетными значениями расхода при заданном давлении и не должны отличаться от последних более чем на 10 %.

Обмотки с непосредственным водяным охлаждением обладают некоторыми специфическими особенностями, которые необходимо учитывать, чтобы избежать тяжелых повреждений.

Перед транспортированием секторов статора с уложенной в пазы сердечника обмоткой вода из всех стержней и соединительных элементов должна быть полностью удалена ввиду опасности ее замерзания, приводящего к разрушению проводников. Хранение, сборка статора и монтаж генератора должны производиться по этой же причине обязательно при положительной температуре.

Перед подачей напряжения на обмотку статора (возбуждение генератора при пуске, проведение профилактических испытаний) система охлаждения должна быть заполнена дистиллятом и должна быть обеспечена его нормальной циркуляцией. Если же какой-либо шланг окажется без воды, то может произойти переброс напряжения на землю по влажной внутренней поверхности шланга и его разрушение. При испытаниях обмотки выпрямленным напряжением на коллектор подается тот же потенциал, что и на обмотку; поэтому ток через шланги не протекает и измеряется только ток, определяемый объемным и поверхностным сопротивлением изоляции относительно земли. Применение такого метода испытаний требует, чтобы изоляторы коллекторов были выбраны на соответствующее испытательное напряжение.

Надежность работы обмоток с непосредственным водяным охлаждением в большой мере определяется дистиллятом, так как от его качества зависит сохранение нормальной проходимости каналов в полых проводниках обмотки.

Еще не выработаны единые требования к техническим характеристикам дистиллята, которым должна заполняться система охлаждения обмотки ста-

тора. Обычно оговаривается, что дистиллят должен быть нейтральным по отношению ко всем материалам водяного тракта, в контакте с которыми находится; общая жесткость дистиллята должна быть не более 30 мкг-экв/л, рН — в пределах 6,4—7,5, содержание взвешенных частиц — не более 50 мкг/л, железа — не более 20 мкг/л, кальция — не более 0,6 мг/л, удельное электрическое сопротивление дистиллята — не менее 200 кОм·см, в нем должны отсутствовать случайные механические частицы и масло.

Особенно важное значение имеет снижение до минимума содержания в дистилляте углекислого газа CO_2 и кислорода O_2 , так как именно ими в значительной мере определяется интенсивность протекающих в каналах химических процессов. Ввиду недостаточности опыта, в том числе и опыта работы современных общестанционных систем водоподготовки, требования в отношении предельного содержания растворенных в дистилляте газов весьма различны: от 0 до 3,5 мг/л для CO_2 и от 0,05 до 5 мг/л для O_2 .

Внешняя система циркуляции дистиллята включает в себя водяные насосы, теплообменники, фильтры механической очистки, магнитные фильтры, ионно-обменный фильтр, водяной бак, регулятор температуры, а также контрольно-измерительную аппаратуру, средства защиты и сигнализации.

Все баки, трубопроводы, арматура и аппаратура замкнутой циркуляционной системы выполняются из некоррозирующих материалов.

Подача дистиллята в обмотку осуществляется двумя центробежными насосами с электродвигателями переменного тока, из которых один — рабочий, а другой — резервный. Насосы блокируются по электрической схеме пуска и управления таким образом, что при снижении давления ниже допустимого или при выходе из строя рабочего насоса автоматически включается резервный.

Из насоса дистиллят попадает в водяные теплообменники, где охлаждается до необходимой температуры, затем в сетчатые фильтры механической очистки, магнитные фильтры, где очищается от случайных ферромагнитных частиц, а затем поступает в обмотку и далее в водяной бак и вновь к насосам. В водяном баке либо поддерживается небольшое избыточное давление азота для предотвращения попадания в дистиллят воздуха, либо наоборот — вакуум, создаваемый водоструйным эжектором, для удаления воздуха и газов.

В процессе эксплуатации периодически включается ионно-обменный фильтр, используемый для обессоливания воды и поддерживающий высокое удельное электрическое сопротивление дистиллята.

Надежность работы системы циркуляции дистиллята обеспечивается контрольно-измерительными устройствами, светозвуковой технологической сигнализацией и автоматикой. Автоматически контролируется работа насосов, уровень дистиллята и давления воды (или вакуум) в баке, расход, давление и температура дистиллята на входе и выходе обмотки статора и др.

При эксплуатации гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора особое внимание обращается на элементы конструкции водяного тракта обмотки и параметры системы водяного охлаждения.

Минимально допустимое значение удельного электрического сопротивления дистиллята, по достижении которого подается предупреждающий сигнал, устанавливается обычно в диапазоне 75—100 кОм·см. Включением ионно-обменного фильтра достигается увеличение удельного сопротивления дистиллята до 400—500 кОм·см.

Для контроля за циркуляцией дистиллята в системе охлаждения статора устанавливаются расходомеры, работающие по схеме «два из трех» и имеющие обычно две уставки: на «сигнал» при снижении расхода до 80 % и на «останов» — до 50 % номинального значения расхода.

При нахождении гидрогенератора в резерве во избежание окисления внутренней поверхности полых проводников и образования на ней отложений циркуляция дистиллята не прекращается.

Во время эксплуатации контролируется по термометрам сопротивление температура всех параллельных по ходу воды ветвей. При этом различаются группы ветвей, имеющих в своем составе различное число стержней, а также состоящие из стержней с подключенными к ним последовательно перемыч-

ками обмотки статора или круговыми и выводными шинами. Для каждой группы параллельных по ходу воды ветвей (с учетом изменения температуры входящего дистиллята) определяется уровень температуры, который достигается ими при номинальном режиме работы гидрогенератора и на который в дальнейшем ориентируются при оценке теплового состояния обмотки статора.

Для уменьшения деформаций и достижения более стабильного теплового режима обмотки используются автоматические регуляторы температуры, поддерживающие приблизительно постоянную температуру выходящего из обмотки дистиллята путем регулирования его расхода через теплообменные аппараты. С этой целью в схеме охлаждения предусматривается байпас для возможности пропуска части общего расхода дистиллята мимо теплообменников.

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

РОТОР

10-1. КОНСТРУКТИВНЫЕ ИСПОЛНЕНИЯ РОТОРОВ

Ротор представляет собой вращающуюся часть гидрогенератора, непосредственно соединенную с валом турбины. Ротор выполняет три функции: в первую очередь это индуктор, образующий магнитное поле; затем маховик, обеспечивающий хорошую устойчивую работу агрегата, и, наконец, вентилятор, создающий необходимый напор для циркуляции воздуха, охлаждающего активные части гидрогенератора. Кроме того, к ротору крепится тормозное кольцо, используемое при остановках агрегата.

Ротор состоит из вала, остова, обода, полюсов с обмоткой возбуждения, токоподвода с контактными кольцами и тормозного кольца.

Несмотря на наличие значительного числа конструктивных решений, все роторы можно подразделить на несколько основных типов, принадлежность к которым в основном определяется условиями их прочности и транспортирования. Достаточно подробный обзор конструкций, применявшихся в отечественном гидрогенераторостроении за все время его развития (исключая самые первые гидрогенераторы), приведен в работе [38]. Там же рассмотрены требования по прочности и жесткости основных узлов ротора, подвергающихся весьма значительным нагрузкам в процессе нормальной работы и особенно при угонной частоте вращения.

В настоящее время для роторов применяются четыре основных типа конструкции, различающиеся между собой степенью разборности. В каждом из этих типов встречаются различные, но, по существу, равноправные модификации узлов и деталей, применение которых определяется наличием технологического оборудования, использованием освоенных производственных процессов и тому подобными фирменными интересами.

Ротор, представленный на рис. 10-1, характерен для быстрходных гидрогенераторов с частотой вращения 375 об/мин и

выше. Такие агрегаты обычно устанавливаются на высокогорных станциях, а требования к транспортированию по горным дорогам могут налагать существенные ограничения на габариты и массы доставляемых узлов. Относительно малый диаметр ротора, не превышающий без полюсов 3,5 м, позволяет выполнить остов и обод в виде единого целого. Но так как подобный остов-обод по высоте может превосходить 2 м, а по массе — 100 т, его изготавливают из нескольких дисков. Следует также отметить, что в зарубежной практике встречаются быстроходные гидрогенераторы, в которых узел остов-обод выполнен не в виде цельных дисков, а шихтованным из штампованных сегментов

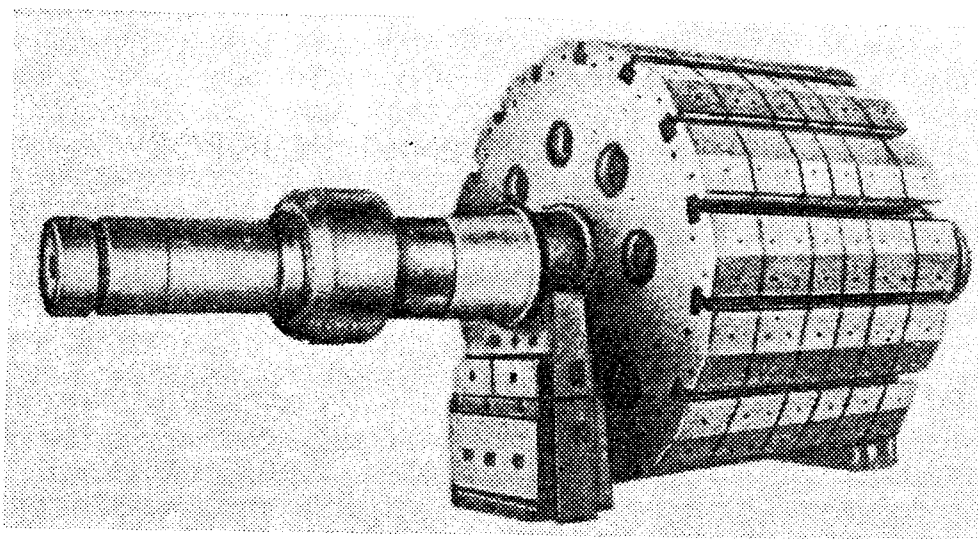


Рис. 10-1. Ротор быстроходного гидрогенератора с остовом-ободом из кованых дисков

аналогично ободам тихоходных машин. Такая конструкция позволяет снизить трудоемкость станочной обработки ротора.

Для гидрогенераторов с частотой вращения ниже 375 об/мин роторы выполняются с остовом и ободом в виде самостоятельных узлов. Обод представляет собой шихтованное и собранное на шпильках кольцо из штампованных сегментов, а остов — сварную или сварно-литую конструкцию. Если диаметр остова не превышает допустимого по условиям транспортирования (примерно 4,6 м), остов изготавливается в виде цельного барабана. При больших размерах остов состоит из центральной части и отъемных спиц, причем необходимое число разъемов также определяется требованиями перевозки.

Роторы, у которых размер по внутреннему диаметру обода превышает 8 м, имеют все спицы отъемные. Именно таким образом в настоящее время выполняются роторы гидрогенераторов с частотой вращения ниже 187,5 об/мин, как зонтичных, так и подвесных. Соединение спиц с центральной частью осуществляется с помощью стыковых плит и стяжных шпилек. Это соединение позволяет обеспечивать прочность стыкового узла выбо-

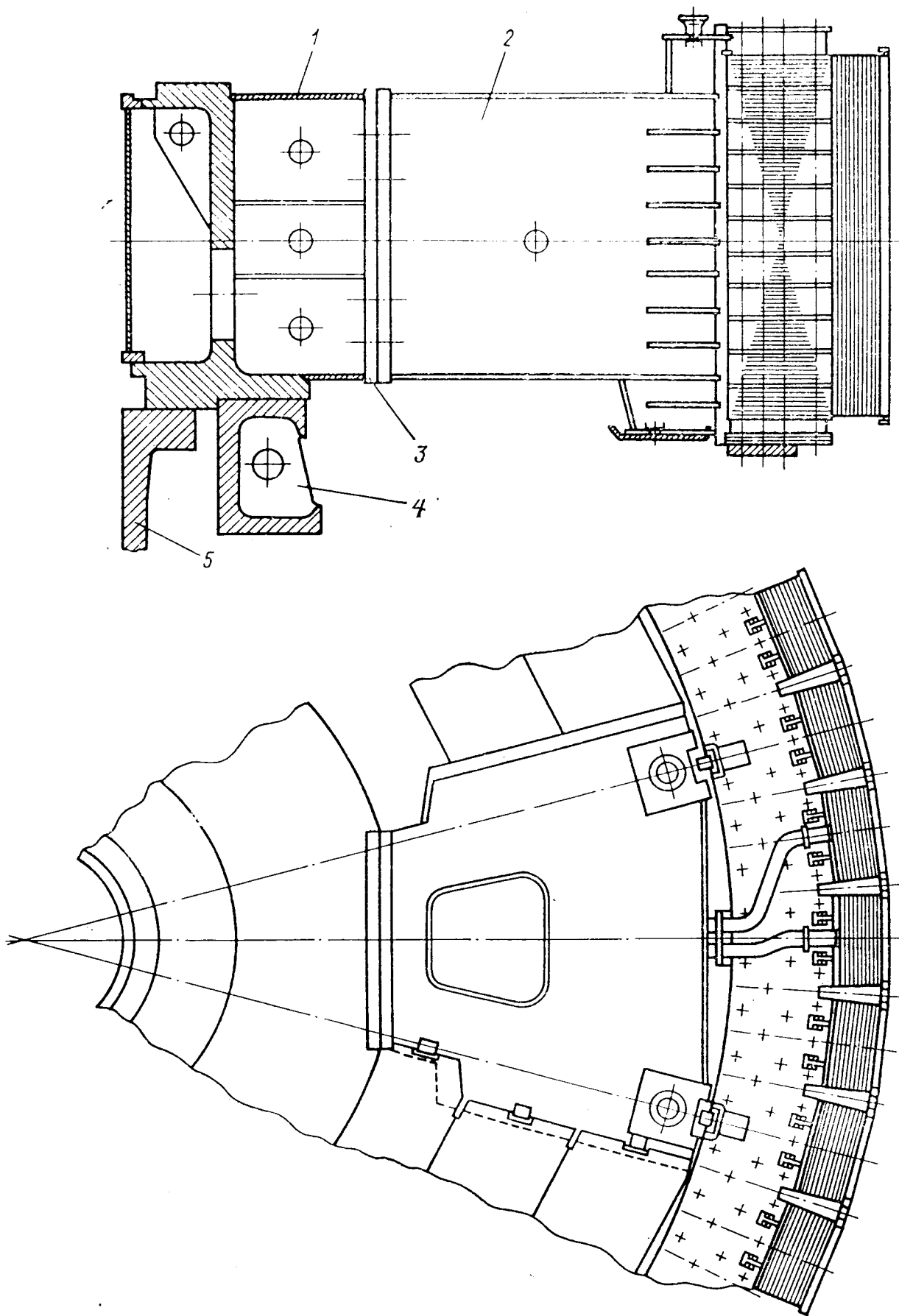


Рис. 10-2. Ротор зонтичного гидрогенератора безвальневой конструкции с креплением спиц стыковыми плитами
 1 — центральная часть остова; 2 — спица; 3 — плита стыковая; 4 — втулка подпятника;
 5 — вал гидротурбины

ром нужного числа стяжных шпилек большого диаметра. Успешно эксплуатируются гидрогенераторы с подобными роторами, у которых вращающий момент превышает 50 МН·м.

На рис. 10-2 показан ротор такой конструкции для зонтичного гидрогенератора средней частоты вращения.

Ранее широко распространенная конструкция, в которой спицы соединялись со втулкой, насаженной на вал, при помощи двух дисков и призонных шпилек, не применяется уже примерно 15 лет. Отказ от этой конструкции обусловлен трудоемкостью пригонки большого числа шпилек и невозможностью обеспечить восприятие моментов вращения более 20 МН·м.

10-2. ВАЛЫ И ОСТОВЫ РОТОРОВ

Валы гидроагрегатов в зависимости от их размеров изготавливаются цельноковаными или ковано-сварными и поставляются металлургическим предприятием с чистой расточкой осевого канала и грубой обработкой по наружной поверхности. Осевой канал, или, как его обычно называют, центральное отверстие, используется для контроля качества поковки и служит у гидроагрегатов с поворотными лопастными турбинами для размещения штанг устройства поворота лопастей рабочего колеса, а у гидроагрегатов с радиально-осевыми турбинами — для подачи воздуха под рабочее колесо.

В валах сравнительно малых размеров центральное отверстие выполняют сверлением, в то время как в крупных валах осевой канал, диаметр которого нередко превышает 1 м, выковывается.

Ковано-сварные валы гидрогенераторов выполняются из двух поковок, которые свариваются электрошлаковым способом; при этом обеспечивается равнопрочность сварного соединения с основным металлом поковок. Цельнокованные валы изготавливаются из стали марки 40, а ковано-сварные — из стали марки 25ГС.

До 1961 г. все гидроагрегаты выполнялись с отдельными валами для турбины и генератора и с фланцевым соединением между ними. Размеры фланцев, которыми соединяются валы турбины и генератора, а также число и диаметр призонных фланцевых болтов определяются турбинными заводами.

Во фланце одного из валов (обычно генераторном) предусматривается центрирующий выступ, а в другом — соответствующая выточка. Отверстия под болты во фланцах обоих валов развертываются совместно при их спаривании, которое выполняется обычно на турбинном заводе, но иногда переносится на место монтажа.

После того как был изготовлен и положительно оценен опытный гидроагрегат с единым валом мощностью 160 МВ·А для Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС, в Советском Союзе большинство зонтичных машин выполняется таким образом.

В настоящее время только подвесные гидроагрегаты и незначительное число зонтичных проектируются по-прежнему с отдельными валами для турбины и генератора.

Вал агрегата, входящий в комплект турбины, своим верхним фланцем соединяется со втулкой центральной части остова ротора генератора, которая в этом случае для спаривания отправляется на турбинный завод. Конструкция ротора такого гидрогенератора получила название безвальной. Находящаяся выше ротора относительно короткая часть вала, на которой располагаются шейка направляющего подшипника, контактные кольца, ротор регуляторного генератора и, если имеются, якоря возбuditеля, присоединяется к верхнему фланцу втулки ротора (см. рис. 7-4).

Если между контактными кольцами и ротором размещается шейка направляющего подшипника или втулка подпятника (при подвесном типе), для прокладки шин токоподвода в верхней части вала делаются пазы, закрываемые клиньями.

Как указывалось выше, подвесные гидрогенераторы до настоящего времени выполняются с отдельными валами. Можно предположить, что в ближайшем будущем и эти машины будут иметь общий вал, особенно в том случае, когда отсутствует нижний генераторный подшипник. Общий вид такого гидрогенератора показан на рис. 18-5. При едином валу упрощается монтаж агрегата и исключается возможность «излома» линии вала (ввиду отсутствия фланцевого соединения) и как следствие — биение вала.

Рассмотрим более подробно конструкции остова ротора и их соединений с валом, чаще всего применяющиеся в настоящее время.

Вращающий момент передается от вала к ротору в гидрогенераторах с единым валом, как указано выше, при помощи фланцевого соединения вала турбины с втулкой центральной части ротора. При отдельных валах момент передается либо с помощью шпоночного соединения между валом генератора и посаженным на него остовом ротора, либо трением, создаваемым посадочным натягом между этими узлами. Недостатком шпоночного соединения является необходимость фрезеровки паза под шпонку, которая может вызвать искривление вала из-за внутренних напряжений в металле. В современных машинах шпоночное соединение не применяют, а посадочный натяг выбирают из расчета передачи вращающего момента.

Для роторов быстроходных гидрогенераторов (см. рис. 10-1), у которых остов и обод представляют собой единый узел, характерным является разделение последнего по высоте на несколько частей (дисков) массой по 20—40 т. Это необходимо не только для перевозки, но и для возможности качественного изготовления поковок дисков. Поковки в зависимости от требований по прочности выполняются из стали КП32—КП40 по ГОСТ 8749—79. Вместо изготовления поковок диски можно

вырезать газокислородным пламенем из листов толщиной 30—40 мм и соединять их в пакеты посредством электрозаклепок или пробочных швов.

Под каждый диск остова на валу имеется своя ступенька. Для удобства ориентирования при горячей посадке первого (нижнего) диска на валу предусматривается небольшая шпонка, которая с целью упрощения может быть заменена нанесением сборочной риски. При насадке следующих дисков применяются специальные клинья, устанавливаемые в полюсных пазах нижнего диска и обеспечивающие совпадение этих пазов по всей высоте обода. Станочная обработка дисков остова, в частности фрезеровка плоскостей по боковой поверхности под сердечники и пазов для крепления полюсов, выполняется совместно на всех дисках, насаженных для этого на специальное технологическое приспособление — временный вал. Обработка на постоянном валу не ведется, так как вследствие горячей посадки разборка ротора для транспортирования станет невозможной.

До последнего времени у быстроходных гидрогенераторов в средней части остова, между дисками, собранными на валу, предусматривались вентиляционные каналы, воздух к которым поступал либо через осевые отверстия в дисках, либо через аксиальные каналы между остовом и валом, для чего поверхность последнего выполнялась ребристой. Такая конструкция применялась с целью использования остова ротора в качестве радиального вентилятора в дополнение к осевым пропеллерным вентиляторам, устанавливаемым на его торцах. Однако исследования гидрогенераторов подобной конструкции показали малую эффективность радиальных каналов, и по этой причине от них в настоящее время часто отказываются.

Остов ротора, который можно транспортировать целиком, выполняется в виде сварного барабана. Он состоит из центральной втулки, обычно из стального литья, приваренных к ней верхнего и нижнего дисков, вертикальных ребер между дисками и втулкой. По наружной поверхности устанавливаются так называемые клиновые полосы, также приваренные к дискам и вертикальным ребрам. Кроме того, могут устанавливаться дополнительные косынки и небольшие ребра жесткости. Диски, ребра и клиновые полосы вырезаются из толстолистовой углеродистой стали, обычно марки Ст 3. После сварки остов отжигается в печи для снятия напряжений. Внутренняя посадочная поверхность центральной втулки растачивается по второму классу точности.

В верхнем и нижнем дисках имеется по несколько отверстий для засасывания вращающимся ротором охлаждающего воздуха. Войдя внутрь барабана и закручиваясь ребрами, воздух попадает в каналы обода и затем выбрасывается между полюсами в воздушный зазор.

Барабанные остовы обрабатываются на карусельных станках, поэтому поверхность их клиновых полос, сопрягающаяся

с ободом, обтачивается по окружности. В остальном узел сопряжения клиновых полос остова с ободом одинаков для гидрогенераторов всех размеров и выполняется обычно следующим образом. На нижней части клиновых полос оставляется уступ (зуб), на который опирается обод (рис. 10-3). Уступу придается специальный профиль и достаточные размеры, чтобы предотвратить его срез. Вдоль клиновых полос фрезеруются канавки для клиновых шпонок (клиньев), передающих момент на обод. С помощью этих клиньев достигается посадочный натяг между ободом и остовом.

Остов ротора, диаметр которого хотя и меньше 8 м, но не дает возможности перевозить его целиком, представляет собой сварную звездообразную конструкцию с частично отъемными спицами. Последние обычно имеют двутавровое сечение и крепятся при помощи стыковых плит, стяжных шпилек и штифтов. Шпильки рассчитаны на передачу вращающего момента и изгибающего момента от веса обода и полюсов, а горизонтальные штифты — на перерезывающую силу в плоскости среза.

Для увеличения жесткости концы спиц сверху и снизу скрепляются балочками или листами перекрытий, прилегающими к внутренней поверхности обода, образуя при этом окна для прохода воздуха внутрь остова.

У роторов крупных гидрогенераторов с внутренним диаметром обода более 8 м остов представляет собой сварно-литую центральную часть, по периферии которой приварены стыковые плиты. Форма литой втулки центральной части зависит от принятой компоновки гидрогенератора. Если это — подвесная машина с отдельными валами турбины и генератора и, следовательно, остов ротора насаживается на вал, то втулка имеет простую цилиндрическую форму. У ротора зонтичного гидрогенератора с единым валом (см. рис. 10-2) втулка обладает сложной конфигурацией: нижний развитый и мощный пояс является частью фланцевого соединения с валом турбины и должен воспринять нагрузку на подпятник, передаваемую через втулку подпятника, прикрепленную снизу. К верхнему фланцу втулки остова ротора присоединяется верхняя часть вала.

Имеются различные модификации спиц ротора, наиболее экономичными из них являются трапециевидная спица коробчатого сечения и спица с двумя гибкими лучами. В обеих конструкциях на одной спице расположены две клиновые полосы. Аналогично предыдущему варианту остова, спицы для увеличения жесткости и организации воздушных потоков охлаждающего воздуха соединяются балочками и перекрытиями.

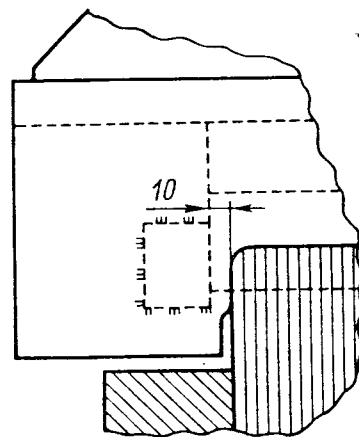


Рис. 10-3. Уступ (зуб) клиновой полосы остова ротора

На рис. 10-4 показан остов ротора крупного зонтичного гидрорегенератора. На нем виден мощный, подверженный значительным нагрузкам узел сопряжения спиц с центральной частью. Расчет стяжных шпилек и сварных швов, которыми привариваются плиты, дан в работе [38]. Чтобы обеспечить нераскрываемость стыка плит, шпильки должны быть предварительно равномерно затянуты. Для выполнения этой операции, требующей определённой точности, применяются специальные устройства — пневматические сбалчиватели, а для возможности пово-

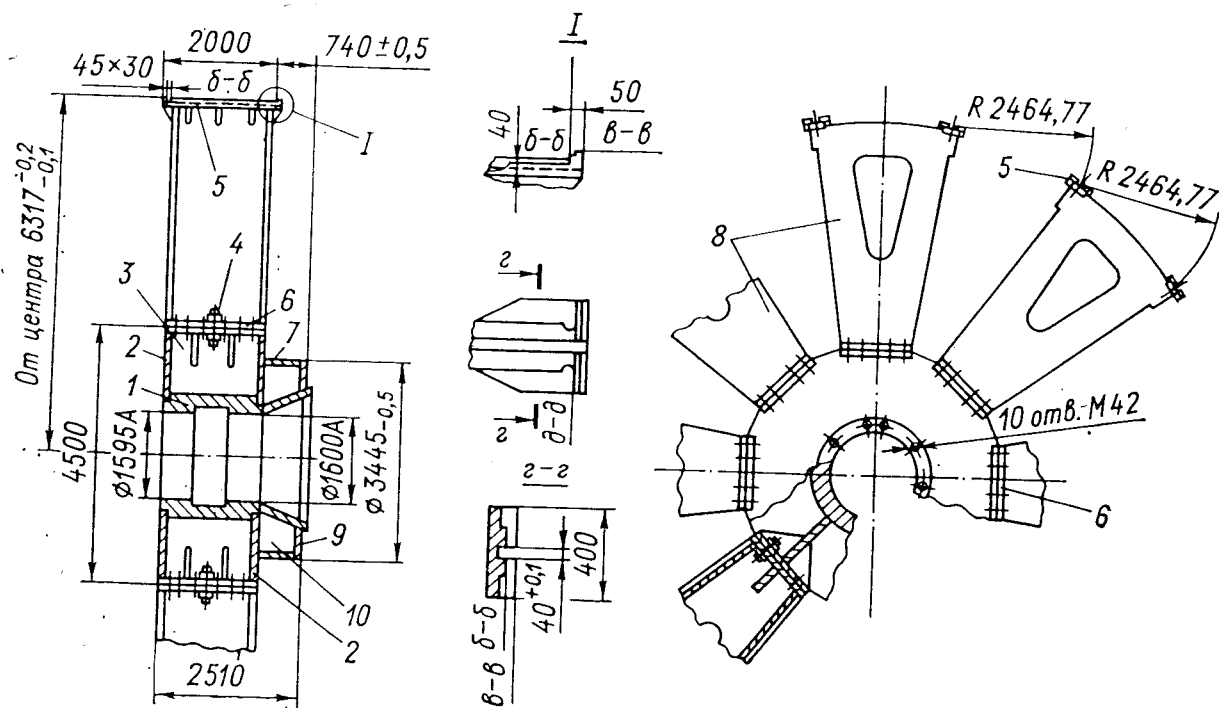


Рис. 10-4. Остов ротора мощного зонтичного гидрорегенератора со спицами коробчатого сечения

1 — втулка; 2 — диск; 3 — ребро; 4 — шпилька стыковых плит; 5 — клиновидная полоса; 6 — стыковая плита; 7 — цилиндр; 8 — спица; 9 — нижнее кольцо; 10 — ребро

рота ключа при затяжке стяжные шпильки, расположенные по обе стороны вертикальных ребер центральной части остова, имеют правую и левую резьбу.

10-3. ОБОДЫ

Шихтованный обод, применяемый во всех гидрорегенераторах, за исключением самых быстроходных, собирается на калибрах и шпильках из отдельных сегментов, штампованных из листовой стали. Обод является наиболее напряженным в механическом отношении узлом ротора. Именно его прочность определяет выбор окружной скорости, а следовательно, габаритов гидрорегенератора.

Сегменты обода обычно штампуются из листовой стали толщиной 3—4 мм. За рубежом для этой цели применяют также сталь толщиной 2 и даже 1 мм, что увеличивает трудоемкость (число вырубков), но зато дает возможность использовать менее

мощные прессы. Кроме того, при более тонких сегментах увеличивается число плоскостей среза стяжных шпилек, что позволяет уменьшить их диаметр и благодаря этому увеличить полезную радиальную ширину сегментов.

Конструкция обода в течение ряда лет претерпела существенные изменения.

Ранее при изготовлении сегментов применялась так называемая шаговая штамповка, при которой каждым ударом штампа вырубается одно полюсное деление со всеми пазами и отверстиями, а для следующего удара заготовка передвигается под штампом на полюсный шаг. В настоящее время мощные прессы одним ударом штампуют весь сегмент, обеспечивая точность вырубки и благодаря этому высокое качество сборки обода, без значительной дорновки отверстий под стяжные шпильки.

Чаще всего, если позволяет число полюсов гидрогенератора, а стол пресса по длине вмещает необходимую заготовку, сегмент обода имеет четыре полюсных деления. Но для мощных гидрогенераторов с очень большим полюсным шагом число полюсных делений в сегменте приходится уменьшать из-за недостаточной мощности пресса. В то же время в машинах с малым полюсным шагом у сегмента может быть пять-шесть полюсных делений.

Большую роль в развитии отечественного гидрогенеростроения сыграло применение для обода сталей повышенной прочности. Ранее сегменты обода штамповались из стали марки Ст 3 с пределом текучести 240 МПа, и только в 1960 г., когда при создании гидрогенераторов Братской ГЭС была использована сталь марки 35 с пределом текучести 320 МПа, удалось добиться существенного снижения массы роторов этих и последующих машин.

В дальнейшем нашли применение еще более прочные стали с пределом текучести 380 и даже 500 МПа, что, в свою очередь, увеличило возможность создания мощных гидрогенераторов с хорошими экономическими показателями.

В настоящее время для сегментов применяются в основном три марки стали (табл. 10-1).

Таблица 10-1

Марка стали	Предел текучести, МПа	Допускаемое напряжение	
		МПа	в процентах от предела текучести
Сталь 35	320	280	Около 90
10Г2С1	380	340	» 90
23ХГ2АФР	500	425	85

Важным показателем стали для обода является также ее пластичность, обеспечивающая уменьшение концентрации напряжений в углах выштампованных пазов и в отверстиях.

В этом отношении предпочтительно использовать сталь 10Г2С1, которая наряду с высокими прочностными свойствами обладает большой пластичностью и не уступает по этому показателю стали 35. Сталь 23ХГ2АФР менее пластична, и поэтому при ее применении рекомендуется оставлять больший запас по пределу текучести.

Следует отметить, что при поставке гидрогенераторов за рубеж часто приходится учитывать требования заказчика об увеличении запаса по пределу текучести материала обода по сравнению с указанными в табл. 10-1.

Важным фактором, отражающимся на прочности обода, является схема его сборки, от которой зависит число стыков между сегментами, ослабляющих сечение обода. Если стык в каждом последующем слое смещен относительно предыдущего на одно полюсное деление, а в сегменте имеется z полюсных делений, то на каждые $m=z$ слоев, называемых элементарным ободом, приходится один стык. Следовательно, коэффициент использования обода в данном случае составляет $k_1 = (m - 1)/m$. При $m=4$ он равен $k_1 = 3/4$.

Естественно, что такое значительное ослабление обода вызвало стремление улучшить его использование, другими словами, увеличить число слоев в элементарном ободке без увеличения длины сегмента, т. е. при прежнем z . Впервые это было достигнуто в 1958 г. на гидрогенераторах Волжской ГЭС имени XXII съезда КПСС. Сдвиг сегментов на ободке этих машин был принят равным $1/2$ полюсного деления, а коэффициент его использования при прежнем числе полюсов в сегменте ($z=4$) стал $k_1 = (m - 1)/m = 7/8$ (число слоев в элементарном ободке удвоилось), т. е. увеличился на 17 %. Новая сборка позволила соответственно уменьшить ширину и массу обода. Сегменты и схема шихтовки этого обода представлены на рис. 10-5. Само собой разумеется, что для возможности сборки обода эти сегменты имели удвоенное число граней, пазов под полюсы и шпонки, а также групп отверстий под шпильки.

Заметим, что сдвиг часто определяют не в дробных долях полюсного деления, а в целых числах групп отверстий. Так, сдвигу на $1/2$ полюсного деления соответствует сдвиг на одну группу отверстий.

Переход на сборку со сдвигом на $1/2$ полюсного деления затрудняло то обстоятельство, что число срезаемых шпилек, препятствующих смещению сегментов между собой в двух соседних слоях, оказывалось примерно в два раза меньшим, чем при сборке со сдвигом на одно полюсное деление. В настоящее время найдено решение этого вопроса. При выбранном числе q групп отверстий в сегменте максимальная прочность сечения обода, как известно, достигается при наибольшем возможном числе слоев в элементарном ободке $m=q$.

Обозначим сдвиг сегментов каждого слоя, измеренный числом шагов между группами отверстий, v . Тогда, чтобы одновре-

менно с максимальной прочностью сегментов обеспечить наибольшую прочность шпилек, сдвиг сегментов ν нужно принимать равным наибольшему целому числу, не имеющему с q общих делителей и не превышающему $q/2$. Такими числами являются: $\nu = (q - 1)/2$ при q нечетном; $\nu = (q - 2)/2$ при q , кратном четырем; $\nu = (q - 4)/2$ при q , кратном двум.

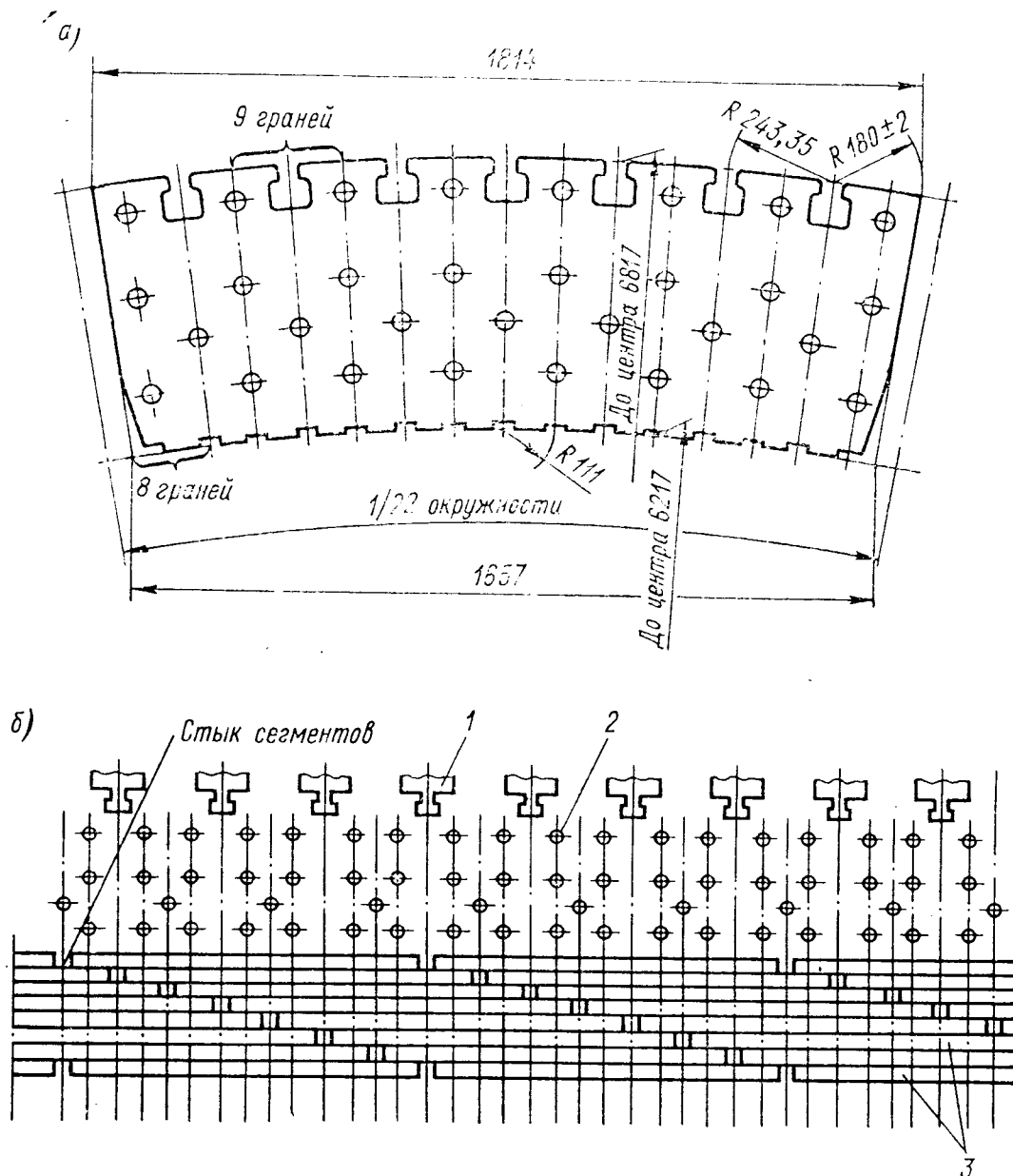


Рис. 10-5. Сегмент (а) и схема шихтовки обода со сдвигом на $1/2$ полюсного деления (б)

1 — полюс; 2 — стяжная шпилька; 3 — сегменты обода

В табл. 10-2 приведены значения наивыгоднейшего сдвига между группами отверстий ν для сегментов обода, содержащих z полюсных делений, или, что то же самое, $q = t$ групп отверстий.

Подводя итоги рассмотрению особенностей проектирования шихтованного обода ротора, можно факторы, определяющие его конструкцию, разбить на две группы. Первая включает в себя заданные условия: угонную частоту вращения, динами-

ческий момент инерции ротора, запас по пределу текучести; вторая состоит из следующих конструкторско-технологических приемов и возможностей: а) выбора числа полюсов в сегменте, определяемого шагом полюсов ротора и мощностью пресса; б) выбора наиболее выгодного сдвига; в) определения ширины сегментов и высоты обода, выбора марки стали.

Ширину сегментов и высоту обода можно в первую очередь подбирать, исходя из значения динамического момента инерции, имея при этом в виду, что уширение сегментов за счет уменьшения внутреннего диаметра обода мало влияет на увеличение момента инерции GD^2 .

После того как будет получен необходимый момент GD^2 обода, следует произвести прочностный расчет последнего и, используя наиболее выгодный сдвиг сегментов ν , выбрать марку стали. При этом рекомендуется, обеспечив запас по пределу те-

кучести, отдавать предпочтение стали с лучшими пластическими свойствами.

Как сказано выше, сопряжение обода с остовом осуществляется парными клиновыми шпонками, забитыми в пазы клиновых полос и обода, а также при помощи уступов клиновых полос, причем первые передают момент вращения, а вторые воспринимают вес обода с полюсами.

Таблица 10-2

z	3	3,5	4	4,5	5
$q=m$	6	7	8	9	10
ν	1	3	3	4	3

Если не принять специальных мер, то при вращении ротора под действием центробежных сил неизбежно будут образовываться зазоры между остовом и ободом, что может привести к смещению обода. Расширение и сжатие обода при пусках и остановках могут вызвать его ползание по поверхности уступов клиновых полос и как следствие их разрушение. Мерой, предотвращающей возникновение зазоров, является создание радиального натяга между остовом и ободом. Для этого обод нагревают до получения заданного перепада температур между спицами и ободом и опускают клиновые шпонки (их забивные части) во всех спицах на необходимую величину. Величину натяга выбирают обычно из того расчета, чтобы разъединительная частота вращения, при которой между ободом и спицами начинает образовываться зазор, была не ниже частоты вращения агрегата в случае внезапного сброса полной нагрузки (обычно около 150 % номинальной частоты вращения).

Расчет натяга и вызванных им радиальных усилий подробно рассмотрен в работе [38].

Учитывая, что обод используется также в качестве вентилятора, важно правильно выбрать длину сегментов, определяя

этим размеры многочисленных (порядка 10 000) зазоров между их боковыми сторонами. По крайней мере, половина этих зазоров, располагаясь между полюсами, служит каналами для прохода охлаждающего воздуха и играет существенную роль в системе вентиляции гидрогенератора. По этой причине зазоры на выходе из обода делаются примерно равными расстояниям между жатухами полюсов.

Для прохода воздуха через обод в нем предусматривается также несколько вентиляционных каналов, образуемых дистанционными распорками.

Сверху, на спицах, обод запирается замками для предотвращения скольжения вверх относительно остова при подъеме на домкратах. Замки состоят из коротких шпонок, заложенных в пазы клиновых полос и запираемых с боков упорами, которые закреплены сверху обода его стяжными шпильками.

К нижней, торцевой, части ротора крепится тормозное кольцо, состоящее из отдельных сегментов. У гидрогенераторов большого диаметра тормозное кольцо укреплено непосредственно на ободе его стяжными шпильками. Усилие затяжки шпилек обычно достаточно для удержания сегментов от смещения при угонной частоте вращения. В тех случаях, когда этого усилия недостаточно, что может быть у быстроходных машин, используют дополнительное крепление, например в виде зуба, которым зацепляется сегмент за внутреннюю поверхность обода.

На роторах сравнительно небольшого диаметра сегменты тормозного кольца крепятся только к остову или к остову и ободу совместно.

Ввиду того что поверхностные слои сегментов при торможении сильно нагреваются, для уменьшения теплового расширения сегменты выполняются либо относительно короткими (на два полюсных деления), либо снабжаются радиальными канавками. Канавки и края сегментов скашиваются и закругляются, чтобы не задирать фрикционные колодки тормозов, а трущаяся поверхность шлифуется для предотвращения излишнего износа колодок.

10-4. ПОЛЮСЫ И ТОКОПОДВОД

Полюс ротора гидрогенератора состоит из сердечника, катушки обмотки возбуждения, изоляции между ними и демпферной обмотки.

Часть сердечника, обращенная к расточке статора, называется башмаком; его форма и размеры определяются, с одной стороны, условиями получения поля возбуждения синусоидальной формы, а с другой — размещением демпферной обмотки и механической прочностью кромки башмака.

Сердечник имеет один или два хвоста, обычно Т-образной формы, которыми полюс крепится к ободу. Некоторые зарубежные фирмы предпочитают применять для этой цели ласточкин

хвост или болтовое крепление. Сердечник, как правило, выполняется шихтованным из тонких листов с массивными щеками по торцам и стягивается длинными шпильками. Шпильки проходят сквозь все тело сердечника, а их гайки утапливаются в теле щек.

Листы сердечника штампуются из стали марки Ст 3 толщиной 1; 1,5 или 2 мм. Хотя потери на поверхности башмака снижаются при уменьшении толщины листов, в конечном счете выбор толщины обычно определяется механической прочностью хвостов и кромок башмака, которые при больших нагрузках теряют свою устойчивость. Для увеличения механической устойчивости хвосты в большинстве случаев проваривают, также при необходимости проваривают и кромки башмаков. Хвосты помещаются в пазах обода и расклиниваются в нем при помощи парных клиновых шпонок, по две пары на каждый хвост.

Применение в редких случаях массивных полюсов дает возможность отказаться от демпферной обмотки, закладываемой в башмаки шихтованных полюсов. Однако повышенные поверхностные потери и нагрев массивных сердечников, увеличение объема их механической обработки, меньшая надежность литья и поковок по сравнению с прокатным листовым материалом заставляют почти во всех случаях предпочитать шихтованные сердечники.

Щеки сердечников большей частью изготавливаются из стальных поковок с пределом текучести 320—360 МПа, реже из стального листа или литья. Материал и форма заготовки для щек выбираются исходя из требований прочности и технологичности при обработке. Так, применение литья наиболее целесообразно для полюсов, в которых катушки выполняются с одним радиусом, что имеет место у многополюсных тихоходных гидрогенераторов. Напряжения в щеках таких машин сравнительно небольшие, а литая заготовка требует минимальной станочной обработки; так как может быть выполнена весьма близкой к окончательным форме и размерам.

Для снижения потерь и нагрева при прохождении части магнитного потока через массивные щеки на их наружной поверхности выполняют канавки, играющие ту же роль, что шихтовка полюсного башмака. С этой же целью на гидрогенераторе Саяно-Шушенской ГЭС применено новое, более эффективное средство: обращенная к статору часть щек выполнена из титана. Этот немагнитный материал, обладая высокими прочностными свойствами (предел текучести около 500 МПа) и пластичностью, в отличие от немагнитных сталей хорошо поддается механической обработке. Кроме того, плотность титана ($4,55 \text{ г/см}^3$) меньше, чем у стали.

На рис. 10-6 показан полюс тихоходного гидрогенератора с обычной системой охлаждения, при которой охлаждающий воздух омывает только наружную поверхность витков катушки обмотки возбуждения. Обмотка возбуждения состоит из полюс-

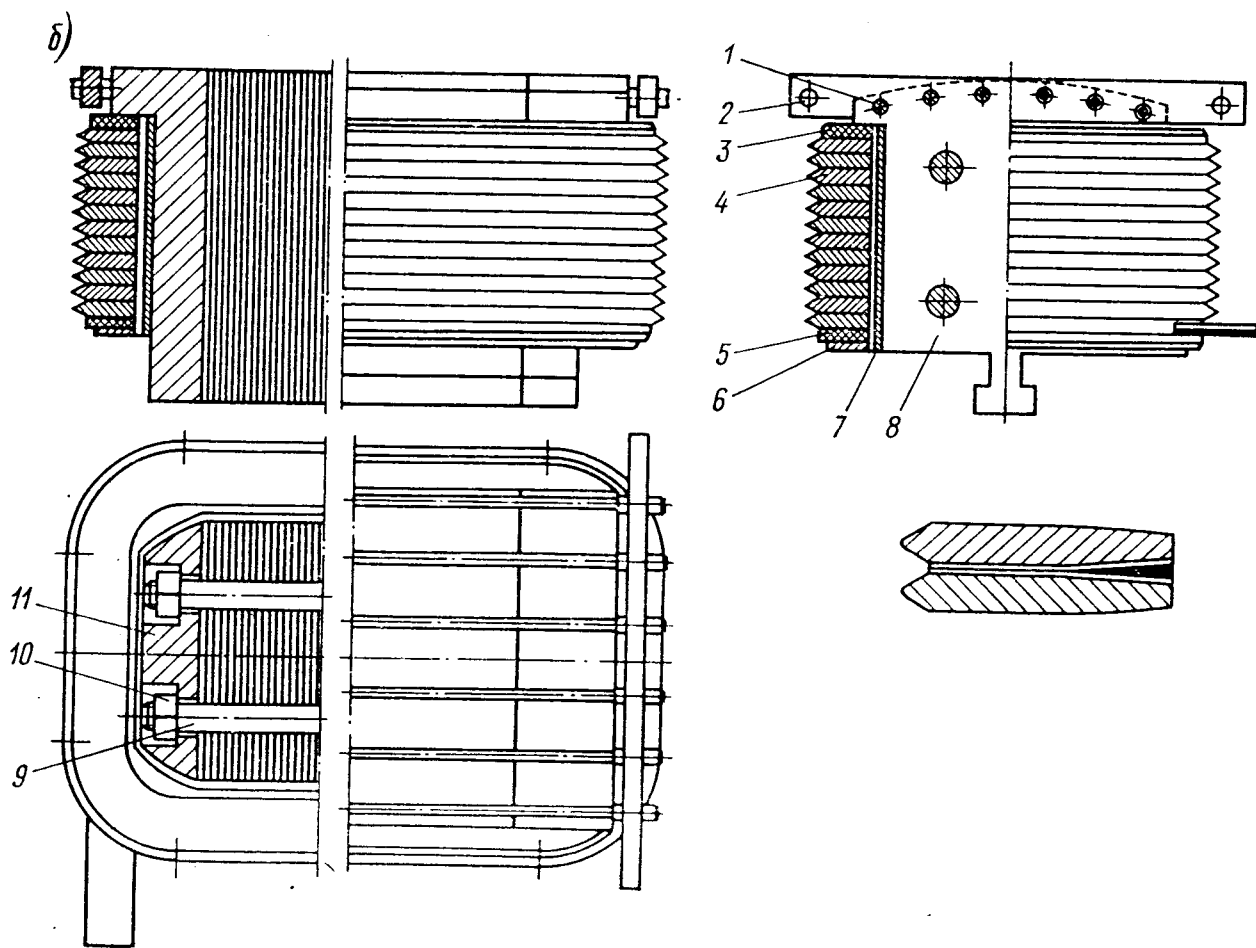
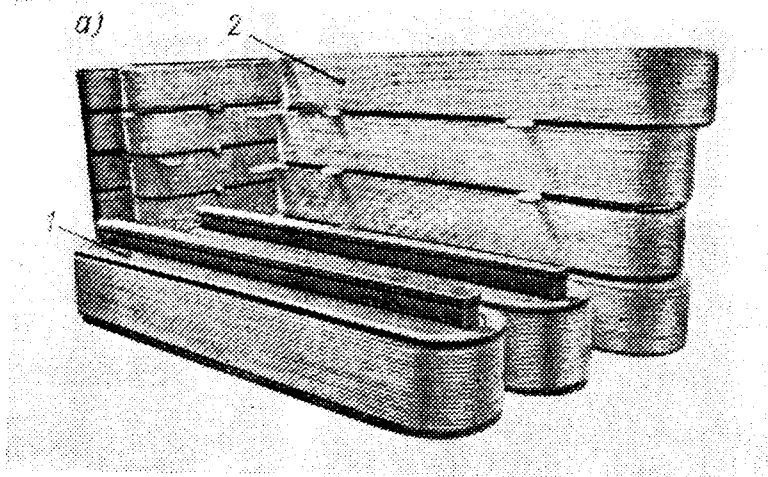


Рис. 10-6. Полюс ротора тихоходного гидрогенератора с обычной системой охлаждения: *a* — общий вид
1 — сердечник; 2 — катушка

b — разрез полюса

1 — демпферный стержень; 2 — демпферный сегмент; 3 — верхняя изоляционная шайба; 4 — катушка; 5 — нижняя изоляционная шайба; 6 — стальная шайба; 7 — изоляция сердечника; 8 — сердечник; 9 — стяжная шпилька; 10 — гайка; 11 — щека

ных катушек, соединенных последовательно между собой. Соединение верхнего витка катушки с верхним и нижнего с нижним соседних катушек обеспечивает поочередное изменение полярности. При этом имеется в виду, что направление намотки всех катушек одинаково, например по часовой стрелке снизу вверх, если смотреть на катушку сверху.

Катушки, как правило, выполняются из плоской шинной меди, наматываемой на ребро. В зависимости от ширины сердечника и принимаемой формы катушки могут иметь в лобовой части (по торцам сердечника) однорадиусное, двухрадиусное или прямоугольное исполнение. При относительно нешироком сердечнике (до 250 мм) обычно применяется однорадиусная форма, для сердечника с шириной более 250 мм — двухрадиусная и при сварных катушках — прямоугольная.

Однорадиусные катушки чаще всего используются в тихоходных гидрогенераторах. Расход меди при этом исполнении получается наибольший (из-за длинных лобовых частей), но технологический процесс гнутья витков наиболее прост. Для создания плавного перехода от прямой части сердечника к щеке, имеющей полукруглую форму, выполняется несколько уступов или скосы.

При использовании катушек с двумя радиусами сокращается длина лобовых частей. Щеки, толщина которых в этом случае определяется механической прочностью, чаще всего выполняются из поковок. Радиусы закруглений витков принимаются примерно на 10 % больше ширины меди.

Прямоугольная форма катушек в отечественной практике применяется редко, главным образом для катушек, свариваемых из полос меди специального профиля, при форсированном охлаждении обмотки возбуждения (см. ниже). На ряде зарубежных фирм такая конструкция считается наиболее технологичной и потому имеет широкое применение для гидрогенераторов любого исполнения.

Для снижения нагрева обмотки возбуждения разработан ряд конструктивных мер, увеличивающих поверхность охлаждения катушек.

В гидрогенераторах с обычной системой воздушного охлаждения в основном применяются две конструкции катушек. Наибольшее распространение получили катушки, намотанные из шинной меди специального профиля — «топорика» (рис. 10-6), который наша промышленность изготавливает, начиная с толщины 5 мм. Для быстроходных гидрогенераторов с целью увеличения поверхности охлаждения витки катушки поочередно могут быть выполнены из двух различных по ширине профилей.

При намотке катушек в местах закругления внешние волокна витков удлиняются, и по этой причине снаружи шина становится тоньше, а во внутренней части, наоборот, толще. При малом радиусе закругления это может привести к разрывам витков снаружи и неизбежно влечет за собой неравномерность

катушки по высоте. Поэтому предпочтительно применять катушки однорадиусные и с относительно большим радиусом закругления. Излишнюю толщину меди можно удалить фрезерованием, но значительно целесообразнее выполнять катушки из «топорика», который кроме наружного скоса имеет также и внутренний — «технологический». Размеры меди такого профиля, освоенного нашей промышленностью, приведены в работе [50].

Катушка обмотки возбуждения изолируется от сердечника полюса и от обода ротора. В настоящее время изоляция вокруг сердечника имеет вид твердоспрессованной гильзы из стеклянной ткани и асбестовой бумаги на лаке. Такая гильза обладает большой механической прочностью и нагревостойкостью и в отличие от ранее применяемой микафолиевой изоляции изготавливается независимо от полюса.

Торцы катушек от обода с одной стороны и от башмака и козырьков щек — с другой изолируются шайбами, надеваемыми на сердечник. В настоящее время шайбы изготавливаются главным образом из механически прочного стеклотекстолита. Если испытательное напряжение обмотки возбуждения настолько велико, что обычная толщина изоляционной шайбы (около 12 мм) недостаточна, то для увеличения разрядного промежутка можно изолировать крайние витки катушек. Простое увеличение толщины шайб нерационально, так как требует увеличения высоты полюса и ухудшает заполнение медью межполюсного окна.

Витки катушки изолируются между собой прокладками из асбестовой бумаги толщиной 0,3—0,5 мм, наклеиваемой на обе стороны меди при помощи лака. Изолированные катушки прессуются в нагретом состоянии, лак при этом отвердевает и катушки приобретают монолитность.

Во избежание возможных перемещений относительно сердечника при пусках и остановках ротора катушки обмотки возбуждения фиксируются в радиальном направлении. Для этого часто применяются спиральные пружины сжатия, утопленные в специальных пазах обода по длине катушек на расстоянии примерно 200 мм друг от друга. Пружины упираются в тонкие стальные шайбы, надетые на сердечник поверх изоляционных шайб, и обеспечивают прижим катушек к башмакам.

Некоторые зарубежные фирмы не применяют пружин, а закрывают изоляционную шайбу толстой стальной шайбой, которую приваривают к сердечнику при сжатой под прессом катушке. Недостатками такой конструкции являются увеличение высоты полюса и сложность снятия катушки.

Применяется много разновидностей конструкций межполюсных соединений катушек возбуждения. Обязательным условием является обеспечение не только прочности, но и гибкости соединения. Эти два требования часто приводят к тому, что межполюсные соединения закрепляют на обode ротора.

Для удобства работ, связанных со сборкой и разборкой полюсов, соединения между катушками располагают вверху обода.

В настоящее время на конструкцию межполюсных соединений вертикальных гидрогенераторов с воздушным охлаждением роторов имеется отраслевой стандарт ОСТ 16.0.684 195—75.

При вращении ротора на витки катушек действует радиально направленная центробежная сила, имеющая продольную составляющую, воспринимаемую башмаком сердечника, и тангенциальную, которая стремится изогнуть витки. В тихоходных машинах жесткость витков и силы трения между ними достаточны, чтобы противостоять изгибающим усилиям, а в быстроходных гидрогенераторах приходится применять специальные меры против изгиба и выворачивания витков. Наиболее удобной и не мешающей при выемке полюсов является конструкция, при которой катушка удерживается скобами, укрепленными в теле сердечника [38]. Для этого в сердечнике предусматриваются массивные вставки по числу скоб полюса. Вставки изготавливаются из того же материала, что и щеки, а на поверхности их башмаков также протачиваются канавки.

Применяемые в синхронных машинах распорки, которые устанавливаются между катушками полюсов, для гидрогенераторов, имеющих значительную аксиальную длину, неприемлемы.

За малым исключением, все современные гидрогенераторы выполняются с продольно-поперечной демпферной обмоткой. Продольную ее часть составляют медные стержни, обычно круглого сечения, заложенные в выштампованные отверстия башмаков сердечника. Массивные медные полосы-сегменты по торцам полюса накоротко замыкают стержни и вместе с эластичными межполюсными перемычками образуют по торцам полюсов два замкнутых кольца (рис. 10-6).

При значительных центробежных силах может оказаться, что прочность демпферных стержней недостаточна для удержания сегментов. В этом случае сегменты дополнительно крепят штифтами к козырьку щеки или, как в быстроходных гидрогенераторах, применяют специальное крепление межполюсного узла к ободу ротора.

При проектировании гидрогенератора, конструкция которого требует закрепления к ободу межполюсных соединений обмотки возбуждения и демпферной системы, следует обратить особое внимание на их взаимное расположение, чтобы обеспечить удобство работ при сборке и разборке полюсов и исключить возможность замыкания обмоток между собой при вращении ротора.

Рост единичной мощности гидрогенераторов потребовал создания новых, более интенсивных систем охлаждения обмоток, чем косвенное воздушное. Для обмотки статора получило распространение внутрипроводниковое охлаждение водой, а для обмотки возбуждения — форсированное воздушное. Если при обычном охлаждении теплоотдача катушек возбуждения про-

исходит с их наружной боковой поверхности, то при форсированном охлаждающий воздух омывает не только обе боковые поверхности, но и проходит поперек проводников обмотки через многочисленные каналы в витках или между ними. Для создания таких потоков между сердечником и катушкой предусматривается круговой зазор шириной 20—25 мм, куда попадает воздух из обода. Из этого канала воздух проходит поперек витков в межполюсное пространство.

Известны две конструкции катушек возбуждения с поперечными охлаждающими каналами. Катушки первой конструкции наматываются из обычной шинной меди, а поперечные каналы образуются установкой между витками прокладок. Прокладки прессуются из изоляционного материала высокой прочности и имеют форму, обеспечивающую их фиксацию на витке. Под прессом катушки стягиваются бандажами, что придает им монолитность [50].

Вторая конструкция катушек, наиболее распространенная, выполняется с применением меди периодического профиля

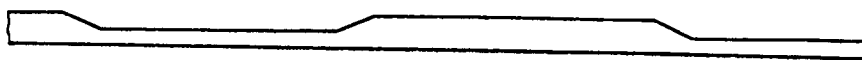


Рис. 10-7. Полоса меди периодического профиля

(рис. 10-7), получаемого путем прокатки. Каждый виток такой катушки состоит из двух полос меди — с периодическим профилем и обычной такой же ширины. На отдельных участках эти полосы по боковым плоскостям спаиваются серебряным припоем. Катушка имеет прямоугольную форму, а ее витки сварены из четырех отрезков по углам. Обычная намотка полос с периодическим профилем невозможна, так как при этом неизбежны обрывы на закрученных участках в тонкой части меди. Витковая изоляция наклеивается на плоские поверхности витков, затем, как обычно, катушки прессуются и приобретают монолитность. Катушки второй конструкции по сравнению с первой дают возможность заложить больше меди в том же объеме, так как воздушные каналы в них относительно невелики. Кроме того, в них достигается большая равномерность нагрева по высоте.

Наличие зазора 20—25 мм между катушкой и сердечником вызывает необходимость фиксирования катушки, для чего в зазор забивается несколько распорных клиньев, выполненных из изоляционного материала. Несмотря на значительный фиксированный зазор, сердечник полюса при форсированной вентиляции необходимо изолировать более тщательно, чем при косвенной, так как вместе с охлаждающим воздухом возможно засасывание случайных частиц и перекрытие напряжения по поверхности изоляции катушки и на сердечник. Поэтому, кроме надевания изоляционной гильзы на сердечник, внутренняя поверхность

башмака и козырьков щек дополнительно обклеивается стек-
ляной тканью и асбестовой бумагой.

Ток возбуждения, питающий катушки полюсов, подается через скользящие контакты между расположенными на оси ротора контактными кольцами и угольными щетками, размещенными на траверсе вокруг колец. Токоподвод от контактных колец к обмотке возбуждения выполняется из медных изолированных шин, закрепляемых на валу, ободу и остоу ротора при помощи изоляционных колодок. Кольца могут располагаться на различных участках вала, но выбранное место должно быть удобным для осмотра и обслуживания траверсы со щеткодержателями во время работы агрегата.

Если токоподвод должен проходить под втулкой подпятника или подшипника, то соответствующая часть шин утапливается в специально выфрезерованных пазах вала и закрепляется клиньями. Обычно участок вала, на котором располагаются пазы, служит для размещения уплотнений масляных ванн подпятника или подшипника или используется при монтажных операциях под установку индикаторов. По этой причине окончательная станочная обработка вала производится совместно с заложенными в пазы клиньями.

Контактные кольца изолируются от вала, а траверса со щеткодержателями — от корпуса.

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

ВОПРОСЫ ПРОЧНОСТИ И КОЛЕБАНИЙ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

11-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Вертикальный гидрогенератор — машина больших размеров и массы, со сравнительно невысокой частотой вращения. Эти обстоятельства влияют на механическое поведение гидрогенератора, а следовательно, и на методы его прочностного расчета. Рассмотрим кратко нагрузки, действующие на основные узлы и детали гидрогенератора.

Электромагнитные нагрузки. Наиболее существенно эти нагрузки воздействуют на обмотку и сердечник статора. Электромагнитная сила, меняясь с частотой 100 Гц, прижимает нижний стержень двухслойной обмотки ко дну паза. Верхний стержень может либо прижиматься к нижнему (если токи в стержнях направлены одинаково), либо выталкиваться из паза (в противном случае). Выталкивающая сила достигает максимального значения при внутренних коротких замыканиях и воспринимается пазовым клином.

Если клинья не обеспечивают плотного закрепления стержней обмотки в пазах, то возникает вибрация обмотки. Чрезмер-

ная вибрация приводит к истиранию изоляции и усталостному разрушению полых элементарных проводников обмотки с непосредственным водяным охлаждением. Чтобы уплотнить стержни в пазах, в современных гидрогенераторах наряду с радиальными пазовыми клиньями применяют боковые гофрированные прокладки с полупроводящим покрытием. Эти прокладки за счет сил трения удерживают обмотку и повышают коэффициент демпфирования при вибрации.

В лобовой части обмотки под действием электромагнитных сил возникают вибрации с частотой 100 Гц. Детали крепления лобовой части (прокладки, бандажные кольца и бандажный шнур) предназначены для ограничения этих вибраций, а также для обеспечения прочности обмотки в режимах внезапных коротких замыканий, когда электромагнитные силы возрастают в несколько десятков раз.

На лобовую часть обмотки влияют также колебания сердечника. Электромагнитные силы притяжения между ротором и статором, распределенные по окружности неравномерно, придают сердечнику статора розеткообразную форму. Вращаясь вместе с магнитным полем, волна деформаций служит причиной вибраций сердечника, частота которых пропорциональна частоте вращения волны деформаций и числу волн, уместяющихся на окружности.

Вибрация сердечника существенно зависит от длины волны деформаций. Очевидно, что чем больше длина волны, тем меньше сопротивление сердечника деформированию и тем больше может быть амплитуда его колебаний. В свою очередь, длина волны деформаций сердечника зависит от двух обстоятельств: от длины волны усилия и от того, представляет ли собой сердечник замкнутое кольцо или же его стыки из-за их ослабления смещаются либо поворачиваются относительно друг друга. В первом случае каждая синусоида усилия с некоторым числом волн вызывает синусоидальную же деформацию с тем же числом волн по окружности. Поэтому магнитное поле ротора, имеющее в гидрогенераторах большое число волн по окружности, не может вызвать в кольцевом сердечнике сколько-нибудь значительных вибраций. Если же стыки сердечника ослаблены и он не представляет собой замкнутого кольца, то длина волны деформаций может намного превышать длину волны усилия. В этом случае даже основная гармоника поля ротора вызывает значительные вибрации сердечника. Усилие с большой длиной волны возникает в результате взаимодействия двух или более гармонических составляющих индукции магнитного поля, пространственные периоды которых близки друг к другу, даже если эти периоды малы. Такую природу имеют вибрации сердечника при дробном числе пазов статора на полюс и фазу.

Вибрации сердечника возникают также при асимметрии магнитного поля в воздушном зазоре, вызванной замыканием об-

мотки возбуждения в части полюсов или неравномерностью воздушного зазора. В свою очередь, неравномерность зазора может вызываться эксцентричным положением ротора относительно статора и отклонением ротора или статора от круговой формы. От причины асимметрии магнитного поля зависит частота возбуждаемых в сердечнике вибраций: при замыкании части полюсов, эксцентриситете ротора или отклонении его от круговой формы частота вибраций сердечника равна или кратна частоте вращения ротора, а при некруговой форме статора возникают вибрации полюсной частоты.

При асимметрии магнитного поля силы взаимодействия между ротором и статором приводятся к равнодействующей, которую называют силой одностороннего магнитного притяжения. Эта сила воздействует в основном на ротор и направляющие подшипники. Если схема защиты генератора допускает работу при замыкании обмотки возбуждения, то второе замыкание может привести к тому, что половина полюсов окажется обесточенной. При этом возникнет сила одностороннего притяжения, в 5—8 раз превышающая нормальную. Такой случай имел место в практике эксплуатации и привел к смятию опорных болтов направляющего подшипника и задеванию ротора за статор.

Сегменты сердечника статора нанизаны на ребра, приваренные к корпусу. Поэтому вибрации сердечника передаются на ребра и их сварные швы. При длительно действующих больших вибрациях сердечника возможно разрушение сварных соединений и даже листов сердечника в месте соединения с ребрами. Такие повреждения развиваются главным образом вблизи ослабленных стыков сердечника статора.

Крутящий момент генератора. Крутящий момент создается тангенциальными электромагнитными силами, действующими на ротор и статор. С сердечника статора момент передается на узлы его крепления и далее на фундамент.

На роторе крутящий момент в установившемся режиме работы уравнивает вращающий момент турбины. Эти моменты закручивают вал и деформируют в горизонтальной плоскости остов ротора гидрогенератора. Наиболее слабыми в отношении действия крутящего момента являются в роторе узлы крепления остова к валу, а также место соединения валов турбины и генератора.

При внезапных коротких замыканиях электромагнитный момент возрастает в 5—7 раз по сравнению с номинальным и тормозит ротор генератора, тогда как рабочее колесо турбины продолжает вращаться. В результате возникают крутильные колебания вала и остова ротора генератора. Характерной особенностью гидроагрегатов является то, что ротор генератора по массе и диаметру в несколько раз больше, чем рабочее колесо турбины. Их динамические моменты инерции отличаются в десятки раз, благодаря чему упругий момент, скручивающий вал

и остов ротора, в режиме внезапного короткого замыкания обычно не превышает 5 % номинального крутящего момента.

В статоре, напротив, на узлы крепления действует момент, который может превышать электромагнитный момент при внезапном коротком замыкании. Величина превышения зависит от упругих свойств системы статор—фундамент. В расчетах динамическое увеличение момента принимается около двукратного.

Центробежные силы. Центробежные ускорения в гидрогенераторах достигают 1000 g, и ими ограничивается значение диаметра ротора. Наиболее нагруженным оказывается обод ротора, воспринимающий центробежную силу полюсов и собственную. Средние напряжения от этих сил в слабом сечении обода определяют его прочность. Концентрация напряжений, вызванная наличием отверстий и пазов в ободке, не влияет на его несущую способность, пока пластичность применяемых сталей остается достаточно высокой.

До 1960 г. сегменты шихтованного обода штамповались из стали с пределом текучести 240 МПа и линейная скорость на поверхности полюсов при угоне не превышала 120 м/с. Переход на сталь с пределом текучести 320 МПа позволил увеличить линейную скорость до 160 м/с, однако впоследствии потребовалось ее дальнейшее повышение до 170—175 м/с. Поэтому в последние годы применяется сталь с пределом текучести 500 МПа.

В других узлах ротора центробежные силы также вызывают значительные напряжения. Наибольшие трудности представляет крепление спиц ротора к его центральной части, а также в высокооборотных генераторах крепление демпферных сегментов, межполюсных и междемпферных соединений.

Весовая нагрузка. Вес крупных вертикальных гидрогенераторов достигает 16—18 МН, а вес вращающихся частей 7—9 МН. Благодаря вертикальному расположению вала генератора действие веса не вызывает в нем переменных напряжений, так что опасности усталостного повреждения вала почти нет.

Действие веса сказывается прежде всего на опорных частях генератора, на которые кроме веса действуют осевые гидравлические нагрузки от рабочего колеса турбины. Суммарная осевая нагрузка достигает 30—35 МН и воспринимается подпятником за счет давления, развивающегося в тонком слое смазки между вращающейся и неподвижной частями подпятника. С подпятника нагрузка передается на фундамент через верхнюю крестовину в подвесных генераторах или коническую опору — в зонтичных. Жесткость крестовины или опоры должна быть достаточной, чтобы вибрации опорных частей не превышали значений, нормированных ГОСТ 5616—81.

Действие веса деталей сказывается также при их изготовлении и транспортировании. Возникающие при этом деформации не должны нарушать правильного функционирования детали.

Термические напряжения и деформации. Как при изготовлении, так и в процессе эксплуатации узлы и детали гидрогенера-

тора подвергаются нагреву. При сварке нагрев вызывает в некоторых зонах деталей напряжения, превосходящие предел текучести, так что после остывания сразу или спустя некоторое время деталь приобретает остаточные деформации. Несмотря на принятие специальных технологических мер, необходимость уменьшения остаточных деформаций иногда диктует размеры (особенно толщину) детали.

В процессе эксплуатации температура многих узлов гидрогенератора может приближаться к 100°C . Такой нагрев сопровождается значительными деформациями, а если конструкции ограничивают их, то и напряжениями. В частности, известно, что нагрев существенно влияет на состояние сердечника статора: с ростом нагрева вибрации сердечника обычно уменьшаются. Это объясняется уплотнением при нагреве зазоров в стыках секторов сердечника, а также зазоров между сердечником и ребрами, на которых он закреплен.

Кроме этого положительного влияния, нагрев оказывает на сердечник и отрицательное влияние. Так как сердечник нагревается больше, чем корпус, то между ними возникает радиальное усилие, растягивающее корпус и сжимающее сердечник. Растягивающее усилие передается на шпильки, соединяющие сектора корпуса между собой, и при недостаточной предварительной затяжке шпилек вызывает ослабление плотности стыков. Сжимающее сердечник усилие вызывает увеличение кривизны («волны») пакетов сердечника и образование изломов («домики») вблизи стыков секторов сердечника. «Волна» и «домики» отрицательно сказываются на плотности прессовки сердечника.

Гидравлические усилия в турбине. Как уже отмечалось, в осевом направлении на вал генератора действует гидравлическое усилие, возникающее на рабочем колесе турбины. Это усилие задается изготовителем турбины и учитывается при расчете подпятника и опорной крестовины генератора.

Однако, кроме этой постоянной составляющей, возможно наличие переменных составляющих гидравлического усилия, вызывающих вибрацию крестовины. В основном это составляющие оборотной частоты, а также частоты, равной оборотной, умноженной на число лопастей рабочего колеса турбины (так называемая лопастная частота). От этих частот отстраиваются собственные частоты вертикальных колебаний ротора гидрогенератора.

11-2. ПАЗОВАЯ ЧАСТЬ ОБМОТКИ СТАТОРА

На стержни обмотки статора в пазовой части действуют радиальные и тангенциальные электродинамические силы. Рассмотрим сначала радиальные силы, действующие на стержень двухслойной обмотки, лежащей на дне паза (рис. 11-1). Для упрощения допустим, что ток равномерно распределяется по

площади сечения стержней. Тогда через элементарное сечение нижнего стержня dx на расстоянии x от нижней его грани проходит ток

$$i_x = \frac{i_H}{h} dx,$$

где h — высота стержня без изоляции; i_H — ток в нижнем стержне.

Средняя индукция поперечного магнитного поля в сечении dx , создаваемого током i_x (в пренебрежении магнитным сопротивлением стали статора), равна

$$B_x = \frac{\mu_0}{b_{\Pi}} \frac{i_H}{h} x,$$

где b_{Π} — ширина паза, см; μ_0 — магнитная проницаемость воздуха; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м.

Электродинамическая сила, действующая на элементарное сечение нижнего стержня,

$$df_H = B_x i_x = \frac{\mu_0}{b_{\Pi}} i_H^2 \frac{x dx}{h^2}. \quad (11-1)$$

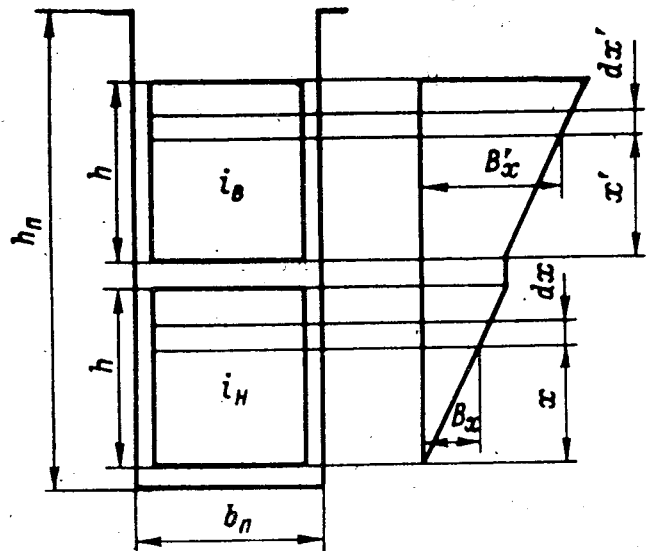


Рис. 11-1. К определению усилий в пазу

Интегрируя выражение (11-1) по x от 0 до h , найдем электродинамическую силу, создаваемую током i_H и действующую на единицу длины нижнего стержня в пазу:

$$f_H = \frac{\mu_0}{2b_{\Pi}} i_H^2.$$

Эта сила пульсирует с двойной частотой тока статора от нуля до максимума. Аналогичным образом определяется сила, действующая на верхний стержень. Ток, проходящий через элементарное сечение верхнего стержня dx' , равен

$$i'_x = \frac{i_B}{h} dx',$$

где i_B — ток в верхнем стержне.

Индукция поперечного магнитного поля в сечении dx' на расстоянии x' от нижней грани верхнего стержня равна

$$B'_x = \frac{\mu_0}{b_{\Pi}} \left(i_H + i_B \frac{x'}{h} \right).$$

Тогда сила, действующая на элементарное сечение верхнего стержня dx' , составит

$$df_{\text{в}} = \frac{\mu_0}{b_{\text{п}}} \left(i_{\text{н}} i_{\text{в}} \frac{dx'}{h} + i_{\text{в}}^2 \frac{x' dx'}{h^2} \right).$$

Суммарная электродинамическая сила, действующая на единицу длины верхнего стержня в пазу,

$$f_{\text{в}} = \frac{\mu_0}{b_{\text{п}}} \left(i_{\text{в}} i_{\text{н}} + \frac{i_{\text{в}}^2}{2} \right).$$

При симметричной нагрузке токи в стержнях, лежащих в одном пазу и принадлежащих разным фазам, сдвинуты относительно друг друга на угол $\pi/3$. В этом случае мгновенная электродинамическая сила, действующая на единицу длины верхнего стержня, может быть определена по выражению

$$f_{\text{в}} = \frac{\mu_0}{2b_{\text{п}}} I_m^2 \left[1 + \sqrt{\frac{7}{4}} \sin(2\omega t \pm \varphi) \right],$$

где $\sin \varphi = \sqrt{4/7}$, причем

$$i_{\text{в}} = I_m \sin \omega t; \quad i_{\text{н}} = I_m \sin(\omega t \pm \pi/3).$$

Сила $f_{\text{в}}$ знакопеременная и имеет два максимума. Положительный максимум соответствует силе, прижимающей верхний стержень ко дну паза, и определяется выражением

$$f_{\text{в}} = 1,16 \frac{\mu_0}{b_{\text{п}}} I_m^2.$$

Максимальная отрицательная сила, выталкивающая стержень из паза, равна

$$f_{\text{в}} = -0,16 \frac{\mu_0}{b_{\text{п}}} I_m^2.$$

Для применяемой обычно двухслойной трехфазной обмотки статора с укороченным или удлиненным первым шагом y_1 при q пазках на полюс и фазу и коэффициентом сокращения β доля пазов, в которых верхний и нижний стержни принадлежат разным фазам, может быть определена следующим образом:

$$\gamma = \left| \frac{y_1 - 3q}{q} \right| = 3(1 - \beta).$$

Это выражение справедливо при $\beta > 2/3$. При диаметральном шаге $\beta = 1$ значение $\gamma = 0$ и, следовательно, во всех пазках стержни принадлежат одноименным фазам. При $\beta \leq 2/3$ во всех пазках верхние и нижние стержни принадлежат разноименным фазам.

При расположении в пазу стержней одной фазы

$$f_{\text{н}} = \frac{\mu_0}{2b_{\text{п}}} I_m^2 \sin^2 \omega t; \quad (11-2)$$

$$f_{\text{в}} = \frac{3\mu_0}{2b_{\text{п}}} I_m^2 \sin^2 \omega t. \quad (11-3)$$

Сила, действующая на стержень однослойной обмотки, может быть рассчитана по формуле (11-2). При одном и том же объеме тока в пазу двухслойной и однослойной обмоток усилия, прижимающие нижний стержень ко дну паза, у них одинаковы. Как видно из выражений (11-2) и (11-3), при расположении в пазу стержней, принадлежащих одной фазе, радиальные силы пульсируют от нуля до максимума с частотой $2f$.

Стержни в пазах подвергаются не только радиальным, но и тангенциальным усилиям, которые возникают из-за вытеснения части магнитного потока статора в пазы в результате насыщения стали зубцов.

Индукция магнитного поля в пазах может быть определена с помощью кривых намагничивания стали зубцов с учетом вытеснения магнитного потока в воздух по следующему выражению:

$$B_{\text{п}} = \frac{B_z - B_{zR}}{k_b - 1},$$

где B_z — фиктивная индукция в зубцах, рассчитанная в соответствии с общепринятой методикой по полному магнитному потоку статора и сечению зубцов; B_{zR} — действительная индукция в зубцах с учетом вытеснения части магнитного потока в пазы; k_b — отношение сечения зубцового деления к сечению зубца:

$$k_b = tl_t / (b_z l_{ef}).$$

Здесь t — зубцовый шаг; b_z — ширина зубца; l_t — полная длина сердечника статора; l_{ef} — эффективная длина сердечника.

Пользуясь характеристикой намагничивания $B_{zR} = f(H_z)$, можно рассчитать при заданных k_b и B_z действительную индукцию магнитного поля в зубцах:

$$B_{zR} = B_z - \mu_0 H_z (k_b - 1).$$

На практике рассчитывается и строится серия кривых $B_z = f(H_z)$ при различных значениях k_b , что позволяет автоматически учитывать вытеснение магнитного потока в пазы.

Мгновенное тангенциальное усилие, действующее на единицу длины стержня в пазу,

$$\begin{aligned} f_t &= \frac{4}{\pi} B_{\text{п}} I_m \sin \omega t \sin (\omega t + \psi) = \\ &= \frac{2}{\pi} B_{\text{п}} I_m [\cos \psi - \cos (2\omega t + \psi)]. \end{aligned} \quad (11-4)$$

Здесь ψ — угол между векторами ЭДС и тока в стержне.

Как видно из выражения (11-4), в тангенциальном усилии имеются две составляющие: постоянная и переменная с частотой $2f$. При $\psi=0$ усилие имеет пульсирующий характер и стержень прижимается к боковой стенке паза по направлению вращения ротора. Может быть случай, когда верхний и нижний стержни, лежащие в одном пазу, испытывают в один момент времени тангенциальные усилия в противоположных направлениях.

Известно, что в процессе эксплуатации под действием нагрева и пульсирующих усилий возможно возникновение остаточных деформаций (усадки) стержней, вследствие чего между стержнем и пазовым клином образуются зазоры, т. е. на некоторой длине стержень получает свободу перемещений. В этих условиях радиальная и тангенциальная электродинамические силы возбуждают вибрацию стержней в пределах имеющихся зазоров. Чтобы уплотнить стержни, а также с целью предотвращения процессов ионизации воздуха между стержнями и стенками паза, в настоящее время в крупных гидрогенераторах в боковой зазор между стержнями и пазом устанавливаются волнистые прокладки из полупроводящего стеклотекстолита. Эти прокладки прижимают стержень к стенке паза и за счет сил трения удерживают его от вибраций. Давление, которое создает волнистая прокладка, составляет около 200 кПа или, при высоте стержня 0,05 м, усилие 10 кН на метр длины стержня. При амплитуде тока в стержне $I_m=5$ кА и ширине паза $b_{\text{п}}=3$ см максимум электродинамической силы по выражению (11-7) составит

$$\frac{1,5 \cdot 4\pi \cdot 10^{-7}}{3} (5 \cdot 10^3)^2 = 15 \text{ Н/см} = 1,5 \text{ кН/м},$$

т. е. 15 % усилия, развиваемого прокладкой. Так как силы трения действуют на двух поверхностях, то при коэффициенте трения 0,075 и больше они удерживают стержень от вибраций в номинальном режиме работы гидрогенератора.

11-3. ЛОБОВАЯ ЧАСТЬ ОБМОТКИ СТАТОРА

Анализ механического состояния лобовой части обмотки статора распадается на две сравнительно независимые задачи: определение электродинамических усилий для различных режимов работы гидрогенератора и расчет вибраций и напряжений в обмотке.

Для решения первой задачи необходимо знать магнитное поле в зоне расположения лобовых частей обмотки. Это магнитное поле принято представлять как результат сложения полей, вызванных тремя причинами: токами в лобовой части обмотки статора, токами в лобовой части обмотки ротора и торцевым выпучиванием основного магнитного поля машины. Такое сложение справедливо при постоянном магнитном сопротивлении

ферромагнитных масс, это предположение обычно и принимается для расчета усилий в лобовой части обмотки.

Если магнитное поле известно, то усилие F , действующее на проводник длиной dl_1 с током i_1 , определяется известной формулой

$$F = i_1 (dl_1 \times B), \quad (11-5)$$

где B — индукция магнитного поля в точке, где определяется сила.

Для учета торцевого выпучивания основного поля поступают следующим образом. Каждый виток обмотки статора или ротора мысленно дополняют перемычками (штриховые линии на рис. 11-2, а), по которым протекают два равных и противоположно направленных тока; каждый из токов равен току в лобовой части данного витка. Эти перемычки располагают в торцевой плоскости машины. Вместо действительной катушки получаются три условных контура (рис. 11-2, б): два крайних контура заменяют лобовые части обмотки, а средний представляет собой катушку фиктивной машины без лобовых частей. Так как МДС фиктивной машины почти полностью уравнивается падением магнитного потенциала в воздушном зазоре, то у этой машины торцевым выпучиванием поля можно пренебречь.

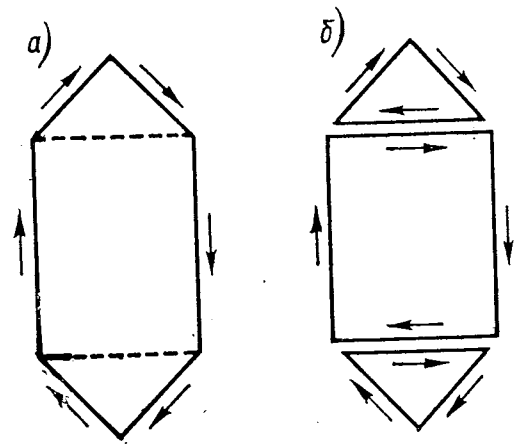


Рис. 11-2. К учету торцевого выпучивания основного поля: а — виток обмотки; б — условные контуры

Если, кроме того, торцы машины считать бесконечными плоскостями без магнитного сопротивления или без проницаемости, то их влияние на магнитное поле можно учесть по принципу зеркального отражения всех проводников (фактических и условных) относительно торцов.

Таким образом, задача сводится к определению магнитного поля в воздухе, вызванного токами проводников статора и ротора и их отражений.

Для расчета магнитного поля в зоне лобовых частей обмотки статора при указанных допущениях применяются два подхода, использованные в работах [64, 67]. В первой из этих работ все проводники разбиваются на достаточно малые прямолинейные участки, определяется магнитное поле, вызванное каждым таким участком, а затем по выражению (11-5) вычисляются и суммируются силы, действующие от всех участков и всех проводников. При этом основой является формула Био-Савара

$$dH = \frac{i_2}{4\pi r^2} \left(dl_2 \times \frac{r}{r} \right), \quad (11-6)$$

определяющая напряженность магнитного поля dH , вызванного током i_2 , протекающим по элементарному проводнику dl_2 . Положение точки, в которой определяется напряженность, задано единичным радиусом-вектором r/r .

В работе [67] токи в лобовых частях турбогенератора приближенно заменяются поверхностными, непрерывно распределенными и находится магнитное поле, вызванное этими токами. Этот подход обобщен и использован для расчета усилий в гидротурбинах в работе [47].

Рассмотрим подробнее расчет сил на основе формул (11-5) и (11-6). Согласно формуле (11-6) магнитная индукция, вы-

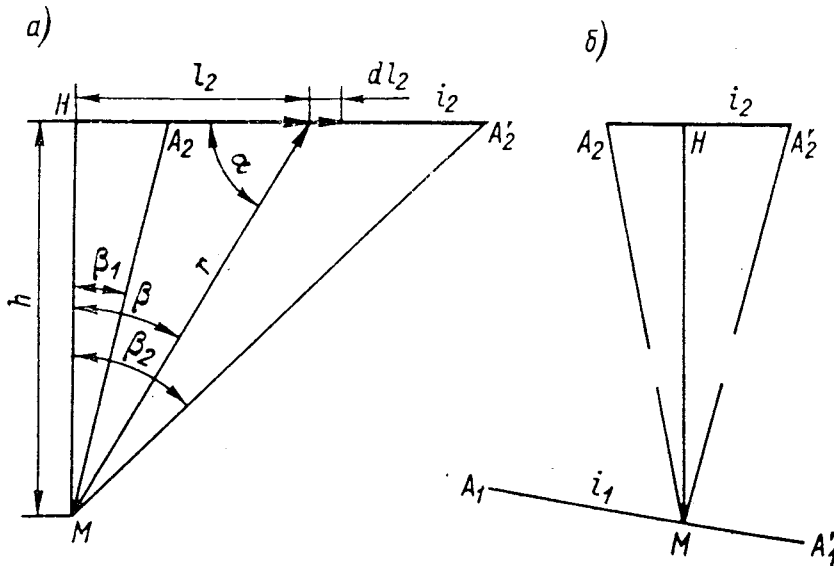


Рис. 11-3. К определению усилий в лобовой части: а — один проводник с током; б — два проводника

званная прямолинейным проводником с током i_2 , в произвольной точке M воздушного пространства равна по модулю

$$|d\mathbf{B}| = \frac{\mu_0 i_2}{4\pi r^2} dl_2 \sin \alpha,$$

где α — угол между dl_2 и r (рис. 11-3, а). Так как $l_2 = h \operatorname{tg} \beta$, $r = h / \cos \beta$, то

$$|d\mathbf{B}| = \frac{\mu_0 i_2}{4\pi h} \cos \beta d\beta.$$

Интегрируя по β от β_1 до β_2 , находим

$$|\mathbf{B}| = \frac{\mu_0 i_2}{4\pi h} (\sin \beta_2 - \sin \beta_1). \quad (11-7)$$

Вектор \mathbf{B} направлен перпендикулярно плоскости, проходящей через проводник и точку M . Если проводник расположен по обе стороны от точки H , то угол β_1 надо считать отрицательным.

Пусть теперь через точку M проходит проводник, несущий ток i_1 . Усилие, действующее в точке M на единицу длины этого проводника, согласно формуле (11-5) будет равно

$$|\mathbf{F}_i| = i_1 |\mathbf{B}| \sin \alpha_1, \quad (11-8)$$

где α_1 — угол между проводником с током i_1 и вектором \mathbf{B} .

Используя известные формулы аналитической геометрии, выразим силу через координаты концов обоих проводников.

Пусть $A_1(x_1, y_1, z_1)$, $A_1'(x_1', y_1', z_1')$ и $A_2(x_2, y_2, z_2)$, $A_2'(x_2', y_2', z_2')$ — координаты концов проводников с токами i_1 и i_2 соответственно (рис. 11-3, б). Обозначим:

$$\begin{aligned} a_x &= x_2 - x_2'; & b_x &= x - x_2; & c_x &= x_2' - x; \\ a_y &= y_2 - y_2'; & b_y &= y - y_2; & c_y &= y_2' - y; \\ a_z &= z_2 - z_2'; & b_z &= z - z_2; & c_z &= z_2' - z. \end{aligned}$$

Тогда

$$\begin{aligned} AA_2' &= (a_x^2 + a_y^2 + a_z^2)^{1/2}; & MA_2 &= (b_x^2 + b_y^2 + b_z^2)^{1/2}; \\ MA_2' &= (c_x^2 + c_y^2 + c_z^2)^{1/2}; & A_2H &= l_x b_x + l_y b_y + l_z b_z, \end{aligned}$$

где $l_x = a_x / (A_2 A_2')$; $l_y = a_y / (A_2 A_2')$; $l_z = a_z / (A_2 A_2')$.

Теперь находим

$$MH = [(MA_2)^2 - (A_2H)^2]^{1/2}$$

и по (11-7)

$$|\mathbf{B}| = \frac{\mu_0 i_2}{4\pi MH} \left(\frac{HA_2'}{MA_2'} + \frac{HA_2}{MA_2} \right).$$

Чтобы определить $\sin \alpha_1$ в выражении (11-8), запишем проекции l_x' , l_y' , l_z' вектора \mathbf{B} (т. е. нормали к плоскости $MA_2 A_2'$) и проекции l_x'' , l_y'' , l_z'' отрезка $A_1 A_1'$. Имеем

$$\begin{aligned} l_x' &= (a_z c_y - a_y c_z) / G; & l_x'' &= (x_1 - x_1') / (A_1 A_1'); \\ G &= [(a_z c_y - a_y c_z)^2 + (a_y c_x - a_x c_y)^2 + (a_x c_z - a_z c_x)^2]^{1/2}; \\ l_y' &= (a_x c_z - a_z c_x) / G; & l_y'' &= (y_1 - y_1') / (A_1 A_1'); \\ l_z' &= (a_y c_x - a_x c_y) / G; & l_z'' &= (z_1 - z_1') / (A_1 A_1'); \\ A_1 A_1' &= [(x_1 - x_1')^2 + (y_1 - y_1')^2 + (z_1 - z_1')^2]^{1/2} \end{aligned}$$

и, следовательно,

$$\sin \alpha_1 = [1 - (l_x' l_x'' + l_y' l_y'' + l_z' l_z'')]^{1/2}.$$

Остается определить направление силы \mathbf{F} как перпендикуляра к \mathbf{B} и $A_1 A_1'$. Оно задается отрезками L_x , L_y , L_z , которые находятся из равенств

$$\frac{L_x}{l_y' l_z'' - l_y'' l_z'} = \frac{L_y}{l_x' l_z'' - l_x'' l_z'} = \frac{L_z}{l_x'' l_y' - l_x' l_y''} = \sin^{-1} \alpha_1. \quad (11-9)$$

Если совместить ось x с направлением проводника, подверженного действию силы, то в предыдущих формулах можно

принять $y = z = y_1 = z_1 = y_1' = z_1' = 0$. При этом имеем $l_x'' = 1$, $l_y'' = l_z'' = 0$ и из (11-9) $L_x = 0$, т. е. сила F направлена перпендикулярно отрезку A_1A_1' , как и должно быть в силу исходного равенства (11-5).

В работе [64] приведены результаты расчета усилий для турбогенератора и дан анализ влияния различных факторов. Автор указанной работы считает, что погрешность определения сил от замены стержней их средними линиями не превышает 10 % для радиальных составляющих и 5 % для осевых и тангенциальных. На основании расчета усилий для нулевой и бесконечной магнитной проницаемости ферромагнитных границ делается вывод, что погрешность будет лежать в пределах ± 10 %, если пренебречь наличием границ, т. е. определять магнитное поле в воздухе. Торцевым выпучиванием основного магнитного поля предлагается пренебрегать в режиме внезапного короткого замыкания, но не в номинальном. Отмечено также значительное влияние тока ротора на радиальные составляющие усилий.

Указанная методика расчета усилий применялась также в работе [58], где форма лобовых частей обмотки описывалась аналитически.

Чтобы уменьшить число участков при разбиении проводников, в работах [30, 31] определялось не погонное усилие, а полное усилие взаимодействия между двумя проводниками конечной длины. Однако при этом необходимо выполнять численное интегрирование, что также требует затрат машинного времени.

Изложенное показывает, что для расчета усилий в лобовой части обмотки статора нельзя предложить каких-либо простых формул и необходимо выполнить большой объем вычислений.

Для расчета колебаний лобовой части обмотки статора необходимо знать жесткость стержней обмотки при изгибе и кручении. Из-за взаимного проскальзывания элементарных проводников стержня, а также неупругих свойств изоляции жесткости стержней не могут быть рассчитаны и определяются экспериментально. Обычно для этой цели используют прямолинейные образцы стержней и измеряют либо их статический изгиб, либо частоту свободных колебаний. Пользуясь известными формулами сопротивления материалов, вычисляют затем статическую и динамическую жесткости стержней, которые, как правило, несколько отличаются.

В работе [60] при статическом испытании образец на двух опорах нагружали сосредоточенной в середине пролета силой, а при динамическом — возбуждали свободные колебания консольного стержня. Статическая C_c и динамическая C_d жесткости стержня вычислялись по формулам:

$$C_c = \frac{Pl^3}{48\delta} ; \quad C_d = \left(\frac{\omega}{3,52} \right)^2 mL^4,$$

где P — сила, вызывающая прогиб δ при расстоянии между опорами l ; ω — измеренная частота свободных колебаний консоли длиной L с погонной массой m . Найденные таким образом изгибные жесткости стержней обмотки для трех типов гидрогенераторов приведены в табл. 11-1 [64].

Таблица 11-1

Тип генератора	Направление изгиба	C_D , кН·м ²	C_c , кН·м ²			C , кН·м ²
			$P=200$ Н	$P=400$ Н	$P=600$ Н	
СВФ $\frac{1690}{185}$ -64	На ребро	36,6	21,2	22,5	24,4	45,9
	Плшмя	8,26	6,8	6,8	6,8	7,2
ВГСФ $\frac{940}{235}$ -30	На ребро	58,5	31,0	29,0	28,5	38,7
	Плшмя	13,0	6,8	6,8	6,8	6,9
СВ $\frac{1190}{250}$ -48	На ребро	—	41,0	43,8	45,6	146
	Плшмя	—	5,0	5,0	5,0	5,5

В последнем столбце табл. 11-1 приведены расчетные изгибные жесткости в предположении, что все элементарные проводники стержня представляют собой единое целое (монолитный стержень), а модуль упругости изоляции равен 270 Па для генераторов типа СВ и 310 Па — для ВГСФ. Как видно из таблицы, жесткость стержня при изгибе плшмя во всех трех случаях близка к расчетной, тогда как при изгибе на ребро жесткость составляет 30—60 % жесткости монолитного стержня. Вероятно, при изгибе элементарные проводники проскальзывают относительно друг друга, из-за чего жесткость стержня снижается тем сильнее, чем больше проводников расположено в направлении изгиба. Этим же объясняется и зависимость жесткости от значения изгибающей силы.

Таблица 11-2

Объект испытаний	Направление изгиба	Жесткость, кН/м			
		K_1	K_2	J_1	J_2
Макет	От прокладки	3900	—	—	3600
	К прокладке	6400	100	950	4800
Генератор СВ $\frac{1690}{175}$ -64	От прокладки	Менее 190		1600	
	К прокладке	» 400		800	

Кроме изгибной жесткости стержней, для расчета вибраций необходимо знать жесткости крепления стержней обмотки между собой и к неподвижным элементам. Основными деталями крепления являются шнуровые бандажи и прокладки, причем первые работают при увеличении расстояния между двумя стержнями или между стержнем и кронштейном, а вторые — при уменьшении этого расстояния. Поэтому жесткости элементов крепления зависят от направления действия силы. Полученные на макетах экспериментальные значения жесткостей крепления приведены в табл. 11-2. Буквой \mathcal{K} обозначены жесткости крепления стержней между собой, а K — жесткости крепления к кронштейнам. Индекс 1 относится к направлению,

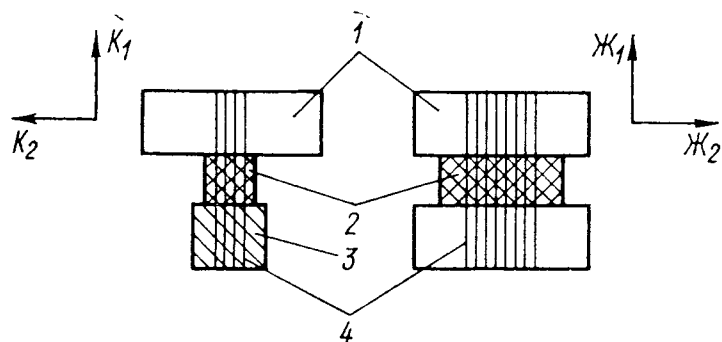


Рис. 11-4. К определению жесткостей крепления обмотки

1 — стержень; 2 — прокладка; 3 — кронштейн (кольцо); 4 — бандажный шнур

перпендикулярному прокладке, а 2 — к параллельному (рис. 11-4).

Методика экспериментального определения жесткостей \mathcal{K} и K на натурном генераторе описана в работе [32] и состоит в следующем. Лобовые части обмотки заменяются простейшей расчетной схемой из одномассовых стержней, связанных между собой

креплениями, жесткость которых в обоих направлениях (при увеличении и уменьшении расстояния между стержнями) одинакова. Затем вибратором, установленным на одном из стержней натурного генератора, возбуждаются вибрации. Сравнением измеренных вибраций с данными расчета по указанной схеме определяются жесткости крепления. Найденные для одного из генераторов эквивалентные жесткости приведены в табл. 11-2.

Существенная разница между жесткостями в верхней и нижней лобовых частях вызвана, вероятно, как грубостью расчетной схемы, так и тем, что жесткость крепления зависит от фактического натяжения шнуровых бандажей и плотности установки прокладок. Поэтому можно считать известным только порядок величин и принимать жесткости взаимного крепления стержней в диапазоне 1000—5000 кН/м, а жесткости крепления к бандажным кольцам 400—4000 кН/м. Такой же порядок величин получается, если рассчитать жесткость крепления бандажами на растяжение. Действительно, приняв характерные для гидрогенератора данные: диаметр шнура $d=3$ мм, длину витка $L=80$ мм, число витков $n=20$, модуль упругости материала шнура $E=2$ ГПа найдем жесткость вязки:

$$\mathcal{K} = \frac{n\pi E d^2}{4L} = 3500 \text{ кН/м.}$$

Изложенное показывает, что лобовые части обмотки представляют собой сложную нелинейную систему, состоящую из нескольких сот стержней и узлов крепления, с не вполне определенными параметрами. Расчет прочности и вибраций такой системы с учетом всех ее особенностей сейчас вряд ли возможен. Поэтому целесообразно разработать расчетную схему, которая учитывала бы основные особенности системы и вместе с тем была достаточно простой. Одна из таких схем основана на следующих допущениях:

1. Стержни обмотки рассматриваются как тонкие упругие балки, работающие на изгиб в двух плоскостях и на кручение. Моменты инерции сечения балок считаются не зависящими от прогиба, но можно учесть их изменение с температурой.

2. Два стержня каждого витка в месте выхода из паза и жестко

считаются заземленными связанными между собой в головке.

3. Лобовая часть витка и нагрузки на нее симметричны относительно головки.

4. Каждая лобовая часть упруго прикреплена к неподвижным опорам, причем жесткость креплений одинакова при увеличении и уменьшении расстояния до опоры.

5. Реакции опор таковы, что внешние силы, действующие в плоскости слоя обмотки (т. е. тангенциальные и осевые по отношению к сердечнику статора), вызывают

перемещения только в плоскости слоя. Радиальные силы вызывают перемещения из плоскости слоя, причем происходит изгиб и кручение стержней.

6. Распределенная масса стержней заменяется сосредоточенными массами, не имеющими инерции при повороте.

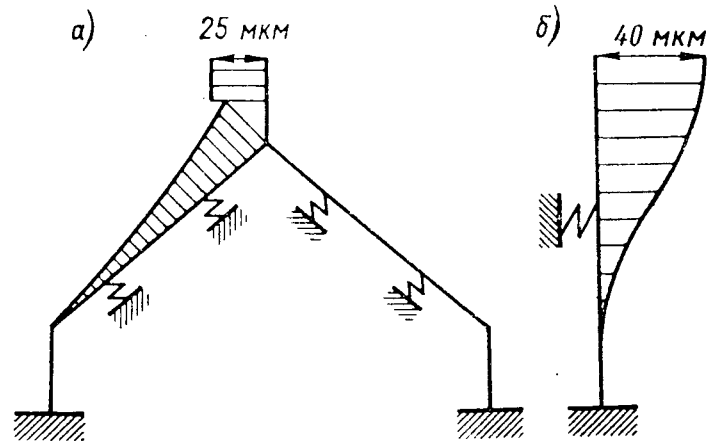


Рис. 11-5. Колебания лобовой части обмотки: а — в плоскости слоя; б — в радиальной плоскости

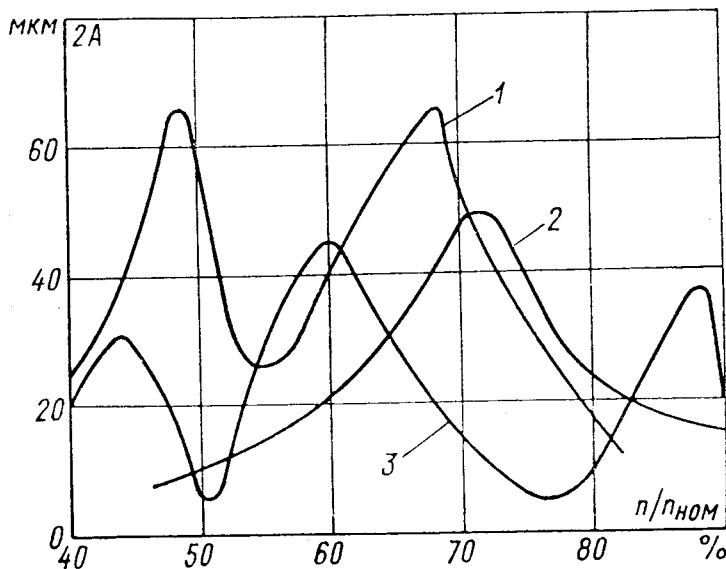


Рис. 11-6. Амплитудно-частотные характеристики радиальных колебаний обмотки

Перечисленные допущения сводят каждую лобовую часть к плоской упругой раме с сосредоточенными массами (рис. 11-5). Колебания этих масс в плоскости рамы и из нее рассчитываются известными методами строительной механики. Результаты расчета вынужденных колебаний лобовой части в номинальном режиме работы одного из мощных гидрогенераторов приведены на рис. 11-5. Низшие собственные частоты составляли 68 Гц в радиальной плоскости и 200 Гц — в плоскости слоя обмотки.

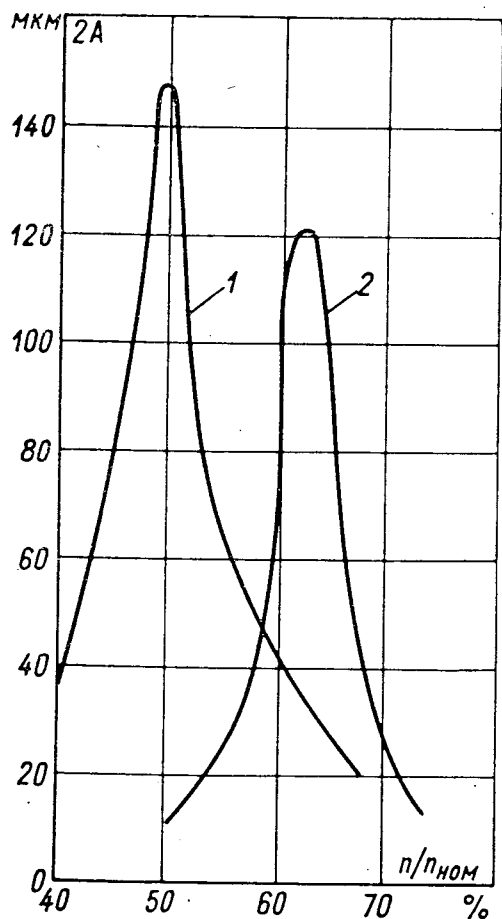


Рис. 11-7. Амплитудно-частотные характеристики тангенциальных колебаний обмотки

Более сложные расчетные схемы лобовой части обмотки предложены в работах [2, 30]. В этих работах сохранены первое и второе из указанных допущений, а также допущения о линейности системы и о независимости жесткостей элементов крепления от направления перемещений, не делаются предположения о симметрии лобовой части и о возможности отдельного расчета колебаний в плоскости и из плоскости слоя.

Рассмотрим некоторые экспериментальные данные. На генераторе того же типа, что и рассчитанный, были измерены вибрации нескольких головок обмотки. На рис. 11-6 показаны амплитудно-частотные характеристики радиальных колебаний при различных частотах вращения в режиме установившегося трехфазного короткого замыкания, на рис. 11-7 — то же, но для тангенциальных колебаний (одинаковыми цифрами на этих двух рисунках обозначены кривые, относящиеся к одной и той же головке).

При номинальной частоте вращения вибрации головок не превышали 20 мкм.

Очевидно, предельно допустимые вибрации, которые еще предстоит установить, зависят от размеров лобовых частей обмоток.

11-4. ВИБРАЦИИ СЕРДЕЧНИКА СТАТОРА

Между ротором и статором имеются силы магнитного взаимодействия, деформирующие сердечник статора, а также обод и вал ротора. Вращаясь относительно статора, эти силы возбуждают его вибрации. Кроме того, вибрации сердечника вызываются тангенциальными магнитными силами, создающими крутящий момент машины.

Вибрации сердечника можно описывать уравнениями изгиба и сдвига осевой линии круговой дуги, имеющими вид

$$\left. \begin{aligned} M' + RQ + RP_y &= 0; & W' - U &= 0; \\ Q' + N - \rho R\ddot{U} + RP_x &= 0; & U' + W - R\beta &= k \frac{QR}{GF}; \\ N' - Q - \rho R\dot{W} + RP_z &= 0; & EJ_y\beta' - RM &= 0. \end{aligned} \right\} (11-10)$$

В этих уравнениях обозначено: R — радиус осевой линии дуги; ρ — масса единицы длины дуги; E — модуль упругости материала; G — модуль сдвига; F — площадь сечения; k — коэффициент, учитывающий неравномерность распределения касательных напряжений (для прямоугольного сечения $k=1,2$); J_y — момент инерции сечения относительно оси, совпадающей с одной из главных центральных осей инерции сечения; P_x , P_z — проекции внешних усилий на радиальное (ось x) и тангенциальное (ось z) направления; P_y — проекции внешнего изгибающего момента на ось y ; M , N и Q — изгибающий момент, нормальная и перерезывающая силы в сечении кольца; U и W — проекции перемещения осевой линии по осям x и z ; β — угол поворота сечения относительно оси y . Штрихом в (11-10) обозначено дифференцирование по углу $\varphi = s/R$ (s — длина осевой линии дуги), точками — дифференцирование по времени.

Так как внешние силы и моменты являются периодическими функциями угла и вращаются относительно статора, то они могут быть представлены рядами Фурье вида

$$\left. \begin{aligned} P_x &= P_x^{(0)} + \sum_{m=1}^{\infty} P_{xc}^{(m)} \cos m(\varphi - \omega_m t) + P_{xs}^{(m)} \sin m(\varphi - \omega_m t); \\ P_y &= P_y^{(0)} + \sum_{m=1}^{\infty} P_{yc}^{(m)} \cos m(y - \omega_m t) + P_{ys}^{(m)} \sin m(\varphi - \omega_m t); \\ P_z &= P_z^{(0)} + \sum_{m=1}^{\infty} P_{zc}^{(m)} \cos m(\varphi - \omega_m t) + P_{zs}^{(m)} \sin m(\varphi - \omega_m t). \end{aligned} \right\} (11-11)$$

Если считать, что сюда включены и реактивные силы в узлах крепления сердечника к корпусу, то нагрузки (11-11) должны удовлетворять следующим трем уравнениям равновесия:

$$\int_0^{2\pi} (P_x \cos \varphi + P_z \sin \varphi) d\varphi = 0; \quad \int_0^{2\pi} (P_x \sin \varphi - P_z \cos \varphi) d\varphi = 0;$$

$$\int_0^{2\pi} (RP_z + P_y) d\varphi = 0.$$

Подставляя сюда выражения (11-11) и выполняя интегрирование, находим

$$P_{xc}^{(1)} + P_{zc}^{(1)} = 0; \quad P_{xs}^{(1)} - P_{zs}^{(1)} = 0; \quad RP_z^{(0)} + P_y^{(0)} = 0.$$

Имея в виду использование принципа наложения сил, предположим сначала, что действует одна гармоника каждого из усилий, т. е.

$$\left. \begin{aligned} P_x &= P_{xc}^{(m)} \cos m(\varphi - \omega_m t) + P_{xs}^{(m)} \sin m(\varphi - \omega_m t); \\ P_y &= P_{yc}^{(m)} \cos m(\varphi - \omega_m t) + P_{ys}^{(m)} \sin m(\varphi - \omega_m t); \\ P_z &= P_{zc}^{(m)} \cos m(\varphi - \omega_m t) + P_{zs}^{(m)} \sin m(\varphi - \omega_m t). \end{aligned} \right\} \quad (11-12)$$

Если сердечник статора рассматривать как замкнутое кольцо (без стыков), то единственным условием, которому должны удовлетворять все усилия и перемещения, является условие периодичности по φ с периодом 2π . При этом решение уравнений (11-10) можно искать в виде

$$M = \mu_c^{(m)} \cos m(\varphi - \omega_m t) + \mu_s^{(m)} \sin m(\varphi - \omega_m t) \quad (11-13)$$

и аналогично для остальных величин, причем коэффициенты Фурье для Q , N , W , U и V обозначим через $q^{(m)}$, $n^{(m)}$, $w^{(m)}$, $u^{(m)}$ и $v^{(m)}$ соответственно. Подставляя (11-12) и (11-13) в (11-10) и приравнявая коэффициенты при $\cos m(\varphi - \omega_m t)$ и $\sin m(\varphi - \omega_m t)$, получаем

$$\left. \begin{aligned} u_c^{(m)} &= \frac{R^3 \beta_d}{E J_y} m^{-1} (m^2 - 1)^{-2} \left[R(1 + m^2 k' e) (m P_{xc}^{(m)} + P_{zs}^{(m)}) - \right. \\ &\quad \left. - (m^2 - 1) P_{ys}^{(m)} \right]; \quad \omega_s^{(m)} = u_c^{(m)} m^{-1}. \end{aligned} \right\} \quad (11-14)$$

Здесь $e = J_y / (FR^2)$; $k' = kE/G$; β_d — коэффициент динамичности:

$$\beta_d = \left[1 - \left(\frac{\omega_m}{m\omega_c} \right)^2 \right]^{-1}$$

и $m\omega_c$ — собственная частота:

$$m\omega_c = \frac{m(m^2 - 1)}{m^2 + 1} \sqrt{\frac{E J_y}{\rho R^4 (1 + m^2 k' e)}}. \quad (11-15)$$

Отметим, что при действии основной гармонической магнитного поля ротора число волн усилия m равно числу полюсов $2p$. При этом величину $m^2 k' e$ можно оценить следующим образом:

$$k' e (2p)^2 = \frac{3}{12} \frac{h_a^2}{R^2} \left(\frac{2\pi R}{\tau} \right)^2 \leq 1,$$

где h_a — высота спинки сердечника статора; τ — полюсное деление.

Из формул (11-14) можно сделать вывод, что каждая m -я гармоника силы вызывает деформацию кольца с таким же числом m волн по окружности, причем уменьшение порядка гармоники в m раз приводит к возрастанию радиального прогиба сердечника от радиальной силы примерно в m^4 раз, от тангенциальной силы — в m^5 раз и от изгибающего момента — в m^3 раз (при постоянном коэффициенте динамичности). Следовательно, наиболее опасными для сердечника являются силы, имеющие большой пространственный период. Эти силы возникают при наличии МДС с большим пространственным периодом, а также из-за неравномерности воздушного зазора. В гидрогенераторах источником длинноволновых МДС может быть обмотка с дробным числом пазов на полюс и фазу. Известно, что такая обмотка создает МДС с числом волн по окружности

$$M = \frac{d \pm 2k}{d} p, \quad k = 0, 1, \dots, \quad (11-16)$$

где d — знаменатель дроби; $2p$ — число полюсов; $d \pm 2k$ не кратно трем.

Гармонические, ближайшие к основной (т. е. соответствующие наименьшему значению k , при котором $d \pm 2k$ не кратно трем), вращаются навстречу ротору, следующие — согласно ему, следующие за ним — снова навстречу и т. д. При постоянной магнитной проводимости каждая гармоника МДС создает соответствующую гармонику поля в зазоре. Наименьшее число волн (а значит, наиболее длинная волна усилия) получится по (11-16) при $k = (d - 1)/2$:

$$M_{\min} = p/d.$$

Однако наиболее опасной в отношении вибраций сердечника может оказаться другая дробная гармоника. Действительно, рассмотрим усилие F , вызванное наложением основной гармоники поля ротора $B = B_p \cos(p\varphi - \omega t)$ и гармоники поля статора $B_1 = B_M \cos(M\varphi + \omega t)$, вращающейся навстречу ротору. Удельное усилие будет равно

$$\begin{aligned} F = \kappa (B + B_1)^2 = & \frac{\kappa}{2} B_p^2 [1 + \cos 2(p\varphi - \omega t)] + \\ & + \frac{\kappa}{2} B_M^2 [1 + \cos 2(M\varphi + \omega t)] + \kappa B_p B_M [\cos(M + p)\varphi + \\ & + \cos(M\varphi - p\varphi - 2\omega t)] \end{aligned} \quad (11-17)$$

(κ — постоянная, зависящая от выбора единиц).

В гидрогенераторах число волн первого из усилий велико, второе имеет маленькую амплитуду (так как $B_M < B_p$), а третье состоит из стоячей и бегущей волн. Число волн последнего

$$m = |M - p| = \left| \frac{d \pm 2k}{d} - 1 \right| p = \frac{k}{d} 2p, \quad k = 1, 2, \dots \quad (11-18)$$

при $k=1$ совпадает с $2 M_{\min}$, а амплитуда в $2 V_p/V_M$ раз превышает амплитуду второго слагаемого усилия.

Таким образом, опасной дробной гармоникой оказывается не самая длинноволновая, а ближайшая к основной. Следует проверять также вибрации сердечника от усилия, число волн которого таково, что собственная частота колебаний оказывается близкой к 100 Гц. При этом надо иметь в виду, что коэффициент динамичности β_d благодаря затуханию обычно не превышает 5—6.

Окончательные расчетные формулы для амплитуды колебаний кольцевого сердечника A_c и собственной частоты колебаний f_c получаются из выражений (11-14) и (11-15) следующим образом. Выразим магнитную индукцию в тесла, усилия — в ньютонах, а размеры — в метрах. Тогда в формуле (11-17) $\kappa = 4 g \cdot 10^4 \approx 4 \cdot 10^5 \text{ Н}/(\text{м}^2 \cdot \text{Тл}^2)$ и амплитуда волны от основной гармоники поля ротора $F_{pm} = 2 \cdot 10^5 B_p^2$. В (11-14) и (11-15) принимаем:

$$P_{xc}^{(m)} = 2 \cdot 10^5 B_p^2 D_i l_t D^{-1}; \quad P_{zs}^{(m)} = P_{ys}^{(m)} = 0;$$

$$J_y = l h_a^3 / 12; \quad \rho = \eta \gamma h_a l; \quad C_m = m(m^2 - 1)(m^2 + 1)^{-1/2},$$

где $D = 2R$ — средний диаметр спинки сердечника; D_i — диаметр расточки; l_t — полная длина сердечника; $l = l_t - l_k$ — его эффективная длина; l_k — длина воздушных каналов; h_a — высота спинки сердечника; $\gamma = 7850 \text{ кг}/\text{м}^3$ — плотность материала сердечника; η — отношение массы сердечника с обмоткой к массе спинки сердечника. Тогда

$$A_c = 2u_c = 0,3 \cdot 10^6 \frac{1 + m^2 k' e}{(m^2 - 1)^2} \frac{B_p^2 D_i D^3}{E h_a^3} \frac{l_t}{l} \beta_d;$$

$$\beta_d = \left[1 - \left(\frac{f_0}{f_c} \right)^2 \right]^{-1}; \quad f_c = \frac{C_m h_a}{2\pi R^2} \sqrt{\frac{E}{12\eta\gamma(1 + m^2 k' e)}},$$

причем «полюсная» частота $f_0 = pn/30$, где n — частота вращения ротора, об/мин. При действии основной гармоники поля ротора $m = 2p$, при взаимодействии ее с дробной гармонической поля статора, вращающейся навстречу ротору, число волн определяется формулой (11-18), а в (11-19) надо заменить B_p^2 на $2V_p B_1$, где B_1 — амплитуда дробной гармоники.

До сих пор сердечник рассматривался как замкнутое незакрепленное кольцо. В действительности его конструкция более сложна: во-первых, со временем стыки между секторами сердечника ослабевают и между ними появляются зазоры; во-вторых, сегменты сердечника нанизаны на клинья, связанные с корпусом. Эти обстоятельства делают динамику сердечника не вполне определенной и трудно предсказуемой.

Основное отличие сердечника с ослабленными стыками от замкнутого незакрепленного кольца заключается в том, что каж-

дая гармоника усилия вызывает все пространственные гармоники колебаний сердечника. Поэтому основная волна поля ротора может вызывать длинноволновые колебания сердечника, что обнаружено на практике, а теоретически впервые изучено В. А. Цветковым.

В работе [59] сердечник схематизирован в виде кольца, в нескольких сечениях которого внутренние силы и момент пропорциональны разности перемещений и углов поворота по обе стороны от сечения. Иначе говоря, предполагается, что соседние секторы сердечника упруго связаны между собой. При этом колебания сердечника существенно зависят от жесткости связей и достигают значительных величин, наблюдаемых на практике. Поскольку жесткости связей между секторами — величины неопределенные, рассчитаем вибрации в предельном случае, когда зазоры в стыках и местах крепления сердечника настолько велики, что каждый сектор можно рассматривать как свободную круговую дугу.

Пусть радиальное усилие на единицу осевой длины сердечника составляет

$$P_x = \kappa B^2 \cos^2 \frac{m}{2} (\varphi - \omega t) = \frac{\kappa}{2} B^2 [1 + \cos m (\varphi - \omega t)],$$

где $\kappa = 4 \cdot 10^5$ Н/(м²·Тл²). Переменная составляющая усилия

$$P_x \sim = \frac{\kappa}{2} B^2 (\cos m\varphi \cos \Omega t + \sin m\varphi \sin \Omega t),$$

где $\Omega = m\omega$ — частота колебаний.

Уравнения (11-10) удобно решать отдельно для каждого из двух слагаемых усилия. Первое из этих слагаемых, пропорциональное $\cos \Omega t$, вызывает колебания, симметричные относительно средней радиальной линии сектора, а второе — кососимметричные. Амплитудные значения усилий и перемещений определяются уравнениями:

$$\left. \begin{aligned} M' + RQ &= 0; & W' - U &= 0; \\ Q' + N + \rho R \Omega^2 U + Rf_x &= 0; & U' + W - RB &= 0; \\ N' - Q + \rho R \Omega^2 W &= 0; & EJ_y B' - RM &= 0, \end{aligned} \right\} (11-20)$$

где $f_x = 0,5 \kappa B^2 \cos m\varphi$ для симметричных колебаний и $f_x = 0,5 \kappa B^2 \sin m\varphi$ для кососимметричных. Из (11-20) последовательно находим

$$\left. \begin{aligned} U &= W'; & Q &= -\frac{EJ_y}{R^3} (U'''' + U'); \\ R\beta &= W'' + W; & N &= \frac{EJ_y}{R^3} (U^{IV} + U'' - \lambda^4 U) - Rf_x; \\ M &= \frac{EJ_y}{R^2} (U'' + U); & \lambda^4 &= \frac{\rho \Omega^2 R^4}{EI_y}. \end{aligned} \right\} (11-21)$$

Подстановка этих выражений в последнее уравнение (11-20) дает

$$W^{VI} + 2W^{IV} + W'' - \lambda^4 (W'' - W) = \frac{R^4}{EJ_y} \dot{f}_x. \quad (11-22)$$

Характеристическое уравнение для (11-22) имеет вид

$$q^2 (q^2 + 1)^2 - \lambda^4 (q^2 - 1) = 0. \quad (11-23)$$

Для гидрогенераторов при $\Omega = 100$ Гц величина λ меняется в пределах от 3 до 15. При этом уравнение (11-23) имеет вещественные корни q^2 . Это, во-первых, большие корни: $q^2 \gg 1$ и, во-вторых, корни, близкие к единице. Для определения больших корней отбросим в (11-23) единицу по сравнению с q^4 , тогда

$$q^4 = \lambda^4 (1 - q^{-2}) - 2q^2.$$

Отсюда

$$\begin{aligned} q_1^2 &\approx \lambda^2 - 1,5; & q_3^2 &= -(\lambda^2 + 1,5); \\ q_{1,4} &\approx \pm \left(\lambda - \frac{3}{4\lambda} \right); & q_{3,6} &\approx \pm i \left(\lambda + \frac{3}{4\lambda} \right). \end{aligned}$$

Полагая в (11-23) $q^2 = 1 + \varepsilon$, где $\varepsilon \ll 1$, найдем $\varepsilon = 4\lambda^{-4}$ и, следовательно,

$$q_{2,5} \approx \pm (1 + 2\lambda^{-4}).$$

Для колебаний, симметричных относительно точки $\varphi = 0$, общее решение уравнения (11-22) будет

$$W_1(\varphi) = \sum_{i=1}^3 A_i \operatorname{sh} q_i \varphi; \quad U_1(\varphi) = \sum_{i=1}^3 A_i q_i \operatorname{ch} q_i \varphi. \quad (11-24)$$

Усилия по (11-21) равны

$$\begin{aligned} \frac{R^2}{EJ_y} M(\varphi) &= \sum_{i=1}^3 A_i q_i (q_i^2 + 1) \operatorname{ch} q_i \varphi; \\ \frac{R^3}{EJ_y} Q(\varphi) &= - \sum_{i=1}^3 A_i q_i^2 (q_i^2 + 1) \operatorname{sh} q_i \varphi; \\ \frac{R^3}{EJ_y} N(\varphi) &= \sum_{i=1}^3 A_i q_i (q_i^4 + q_i^2 - \lambda^4) \operatorname{ch} q_i \varphi. \end{aligned}$$

Частное решение уравнения (11-22) дает

$$\begin{aligned} W_2(\varphi) &= A \sin m \varphi; & A &= A^* m [m^2 (m^2 - 1)^2 - \lambda^4 (m^2 + 1)]^{-1}; \\ A^* &= \frac{\kappa R^4 B^2}{2EJ_y}; & U_2(\varphi) &= A m \cos m \varphi; \end{aligned}$$

$$\frac{R^2}{EJ_y} M(\varphi) = - A m (m^2 - 1) \cos m \varphi;$$

$$\frac{R^3}{EJ_y} Q(\varphi) = -Am(m^2 - 1) \sin m\varphi;$$

$$\frac{R^3}{FJ_y} N(\varphi) = [Am(m^4 - m^2 - \lambda^4) - A^*] \cos m\varphi.$$

Для свободной дуги момент и силы на краю ($\varphi = \alpha$) обращаются в нуль, что дает следующие уравнения для определения постоянных $B_i = A_i q_i \operatorname{ch} q_i \alpha$:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^3 B_i (q_i^2 + 1) &= Am(m^2 - 1) \cos m\alpha; \\ \sum_{i=1}^3 B_i q_i (q_i^2 + 1) \operatorname{th} q_i \alpha &= -Am^2(m^2 - 1) \sin m\alpha; \\ \sum_{i=1}^3 B_i (q_i^4 + q_i^2 - \lambda^4) &= [A^* - Am(m^4 - m^2 - \lambda^4)] \cos m\alpha. \end{aligned} \right\} \quad (11-25)$$

Последнее уравнение можно упростить, если добавить к нему первое. Учитывая (11-23), получим

$$\sum_{i=1}^3 B_i q_i^{-2} = Am^{-1} \cos m\alpha. \quad (11-25a)$$

Симметричные перемещения на свободном краю выразятся формулами:

$$\left. \begin{aligned} W_c(\alpha) &= A \sin m\alpha + \sum_{i=1}^3 B_i q_i^{-1} \operatorname{th} q_i \alpha; \\ U_c(\alpha) &= Am \cos m\alpha + \sum_{i=1}^3 B_i, \end{aligned} \right\} \quad (11-26)$$

а радиальное перемещение в середине сектора

$$U_c(0) = \sum_{i=1}^3 B_i \operatorname{ch}^{-1} q_i \alpha + mA.$$

Для расчета кососимметричных колебаний $U_k(\varphi)$ и $W_k(\varphi)$ в формулах (11-24) — (11-26) надо заменить $\operatorname{sh} q\varphi$ и $\operatorname{ch} q\varphi$ на $\operatorname{ch} q\varphi$ и $\operatorname{sh} q\varphi$, $\sin m\alpha$ на $-\cos m\alpha$ и $\cos m\alpha$ на $\sin m\alpha$. Амплитуда суммарных вибраций равна геометрической сумме симметричных и кососимметричных амплитуд:

$$U = (U_c^2 + U_k^2)^{1/2}; \quad W = (W_c^2 + W_k^2)^{1/2}.$$

При больших m и $\lambda\alpha$ постоянные B_1 и B_3 можно определить из уравнений (11-25), отбросив в них слагаемые, содержащие

B_2 . Принимая $q_4 \approx \lambda$, $q_3 \approx i\lambda$, найдем следующие приближенные выражения для симметричных перемещений:

$$\left. \begin{aligned} U_c(\alpha) &= - \left[\frac{\cos m\alpha}{m^2\lambda^2} \frac{1 - \operatorname{tg} \lambda\alpha}{1 + \operatorname{tg} \lambda\alpha} + \frac{2 \sin m\alpha}{m\lambda^3 (1 + \operatorname{tg} \lambda\alpha)} \right] \frac{\kappa B^2}{2} \frac{R^4}{EJ_y}; \\ W_c(\alpha) &= \left[\frac{4 \cos m\alpha}{m^2\lambda^5} \frac{\operatorname{tg} \lambda\alpha}{1 + \operatorname{tg} \lambda\alpha} - \frac{\sin m\alpha}{m\lambda^4} \right] \frac{\kappa B^2}{2} \frac{R^4}{EJ_y}. \end{aligned} \right\} (11-27)$$

Для кососимметричных колебаний надо заменить здесь $\sin \lambda\alpha$ и $\sin m\alpha$ на $-\cos \lambda\alpha$ и $-\cos m\alpha$, а $\cos \lambda\alpha$ и $\cos m\alpha$ на $\sin \lambda\alpha$ и $\sin m\alpha$ соответственно.

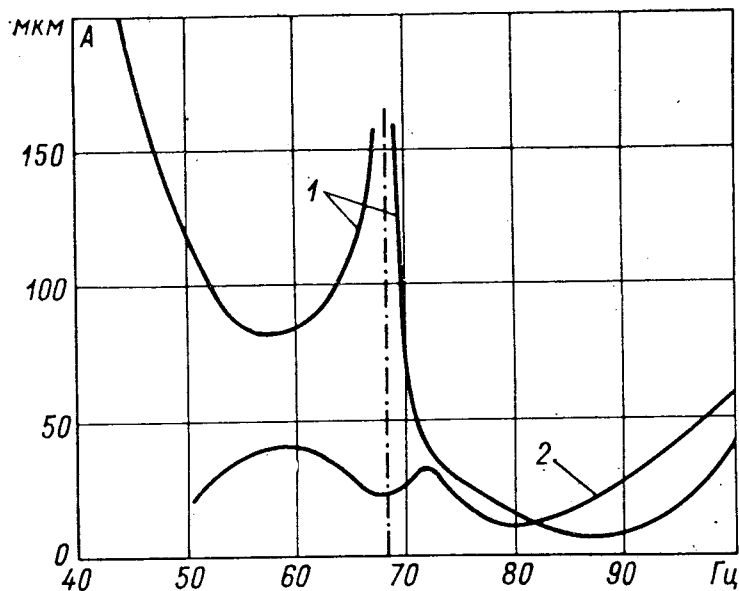


Рис. 11-8. Амплитуды радиальных колебаний сердечника статора

Отметим, что для прямого стержня со свободными концами симметричные перемещения определяются равенством

$$U_c(\alpha) = \frac{\kappa B^2 R^4}{2\lambda^4 E J_y} \left[\left(\frac{1}{\mu^4 - 1} - \frac{\mu^2}{\mu^2 - 1} \frac{\operatorname{th} \lambda\alpha - \operatorname{tg} \lambda\alpha}{\operatorname{th} \lambda\alpha + \operatorname{tg} \lambda\alpha} \right) \cos m\alpha - \frac{2\mu^3}{\mu^4 - 1} \frac{\sin m\alpha}{\operatorname{th} \lambda\alpha + \operatorname{tg} \lambda\alpha} \right],$$

где $\mu = m/\lambda$. При $\mu \gg 1$ и $\lambda\alpha \gg 1$ эта формула совпадает с (11-27).

Рассчитанные по выражениям (11-27) радиальные вибрации сердечника статора гидрогенератора типа СВ 1160/180-72 приведены на рис. 11-8 (кривая 1). Измеренные вибрации сердечника с ослабленными стыками по данным работы [59] также показаны на этом рисунке (кривая 2). Как видно из рисунка, при низких частотах расчетные вибрации сильно завышены, что связано со статической неуравновешенностью радиальных усилий, действующих на свободный сектор. При частотах выше 70 Гц расчетные и измеренные вибрации более близки друг к другу.

Собственные частоты колебаний свободного сектора при условии $\lambda\alpha > 2$ с достаточной точностью определяются уравнением $\operatorname{tg} \lambda\alpha = \pm 1$, т. е. эти собственные частоты равны

$$\omega_{cj} = \left(\frac{\lambda_i}{\alpha R} \right)^2 \sqrt{\frac{EJ_y}{\rho}},$$

где $\lambda_1 = 3\pi/4$; $\lambda_2 = 5\pi/4$ и т. д. Для сердечника со стыками секторов необходимо обеспечивать отстройку этих частот от рабочей частоты 100 Гц не менее чем на 10 %, а расчетная амплитуда колебаний не должна превышать 50 мкм.

Для того же генератора, что и на рис. 11-8, расчет замкнутого в кольцо сердечника по формулам (11-19) дает собственную частоту около 2700 Гц и размах вибраций меньше 1 мкм. Следовательно, сборка сердечника статора в замкнутое кольцо позволяет резко снизить его вибрации, вызываемые основной волной магнитного поля ротора.

ГЛАВА ДВЕНАДЦАТАЯ

ТЕОРИЯ И РАСЧЕТ ПОДПЯТНИКОВ

12-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Вертикальные усилия, создаваемые весом вращающихся частей агрегата и осевой составляющей гидродинамической силы, воспринимаются подпятником. Для подпятников гидрогенераторов характерны высокие нагрузки (до 35 МН), сравнительно небольшие скорости (8—35 м/с) и большие размеры (наружный диаметр до 4,65 м). Подпятники современных гидрогенераторов выполняются с вращающимся диском и неподвижными опорными подушками (сегментами). Диск и сегменты помещены в заполненную маслом ванну. Сегменты опираются на шаровую опору (или, реже, на пружинное основание) и имеют возможность наклоняться, так что между ними и диском образуется клиновидный слой масла, сужающийся в направлении движения диска.

Клиновидный слой и движение диска создают подъемную силу, аналогичную той, которая действует на крыло, движущееся в воздухе или в жидкости. Подъемная сила уравновешивает вертикальное усилие; так что движущаяся и неподвижная поверхности трения подпятника разделены слоем масла. Поэтому износ поверхностей трения отсутствует, а тепловыделение, вызванное внутренним трением в масле, минимально. Выделяющаяся теплота отводится в основном маслом, которое прокачивается через слой вращающимся диском, а затем смешивается с маслом в ванне. Специальными охладителями теплота отводится из подпятника наружу.

При наличии масляного слоя, разделяющего поверхности трения, работа подпятника описывается гидродинамической теорией смазки, позволяющей определять основные характеристики: распределение давления по сегменту, толщину масляного слоя, потери трения и т. п.

Наиболее тяжелым является режим пуска подпятника, в течение которого существует контакт поверхностей трения. Хотя теория пускового режима не разработана, основные явления можно представить себе следующим образом. При неподвижном состоянии генератора масло под действием веса выдавливается из-под диска подпятника. Чтобы облегчить пуск, выполняется специальная обработка поверхности трения сегментов, называемая шабровкой. Шабровка преследует две цели: во-первых, обеспечивает прилегание диска к сегменту по максимальной площади и тем самым выравнивает давление по сегменту, во-вторых, создает микроуглубления, в которых задерживается масло. При пуске каждое микроуглубление создает некоторую подъемную силу, сумма этих сил приподнимает ротор и дает возможность сегментам наклониться в нужном направлении.

Условия пуска подпятника зависят главным образом от пускового давления и ускорения, от состояния поверхностей трения (их волнистости и шероховатости), а также от сорта масла. Чем быстрее прекращается контакт поверхностей трения и образуется масляный слой, тем меньше выделение теплоты и износ поверхностей трения при пуске.

Износ баббитовой поверхности приводит к образованию на ней блестящих пятен (так называемых натиров) и уменьшает количество масла, задерживающегося на сегментах, когда машина не работает. Вследствие этого трение при пуске постепенно увеличивается. Накопление натиров приводит к расплавлению большого объема баббита и повреждению подпятника.

Одной из мер для облегчения затекания масла на поверхности трения является подъем ротора на тормозах-домкратах перед пуском. Однако эта мера малоэффективна и приводит к увеличению времени пуска агрегата. Поэтому с ростом пусковых давлений на подпятники начала широко применяться система принудительной смазки подпятника (ПСП) при пусках и остановках.

Система ПСП состоит из насоса и трубопроводов, по которым через отверстия в сегментах на плоскость трения при пусках и остановках подается под давлением масло. Растекаясь по поверхности сегмента, оно создает усилие, достаточное для подъема ротора, так что пуск осуществляется при наличии масляного слоя. После достижения агрегатом номинальной частоты вращения и стабилизации давления в системе ПСП последняя отключается и подпятник продолжает работать на самосмазке.

Рассмотрим кратко наиболее распространенные модификации конструкций, назначение и работу основных деталей подпятника. Подробное описание конструкции подпятников содержится в работах [4, 38].

12-2. КОНСТРУКЦИЯ ПОДПЯТНИКОВ

Конструкция подпятника должна удовлетворять следующим основным требованиям:

а) давать возможность распределить нагрузку между сегментами с достаточной для практики точностью;

б) позволять сегментам наклоняться в двух плоскостях, создавая клиновидный зазор между сегментами и диском;

в) обеспечивать сохранение достаточно плоской формы поверхностей трения при пуске и работе подпятника;

г) создавать правильную циркуляцию масла в ванне подпятника и обеспечивать отведение выделяемой теплоты;

д) удерживать сегменты от сдвига при вращении ротора и от подъема вместе с ротором.

Наиболее простой и распространенный в отечественных гидротурбинах — это однорядный подпятник с сегментами на винтовых опорах (рис. 12-1). Диск 2 подпятника притянут к вращающейся втулке 1 и удерживается от тангенциального сдвига штифтами. Равномерная по окружности деформация диска и втулки в коническую поверхность не опасна, так как сегменты могут повернуться вслед за диском. Более опасно образование на диске волны деформации с чередующимися впадинами и выступами, что приводит к пульсации давления в масляном слое.

Сегмент 3 подпятника состоит из стальной основы и баббитового покрытия. Радиальная кромка сегмента, над которой сначала проходит фиксированный радиус диска при его вращении, называется входной кромкой, а противоположная — выходной. На входной кромке сегмента баббитовое покрытие выполняется с фаской, облегчающей затягивание масла диском. Поверхность баббита за вычетом этой фаски называют рабочей.

Высотное положение сегментов регулируется вворачиванием или выворачиванием опорных болтов 5 в корпусе 7 с измерением нагрузки, воспринимаемой каждым из них. Для облегчения наклона сегмента верхняя часть болта имеет сферическую головку. При большой нагрузке на болт сфера болта обминается, затрудняя самоустановку сегмента. Чтобы уменьшить обмятие, головке болта придают высокую твердость, что достигается легче при малых объемах закаляемого металла. Поэтому сфера выполняется не на самом болте, а на вкладыше из высокопрочной стали.

Если бы сегмент опирался непосредственно на сферу болта, то давление на сегмент неподвижного агрегата концентрировалось бы на малой площади вблизи точки опоры, что затруд-

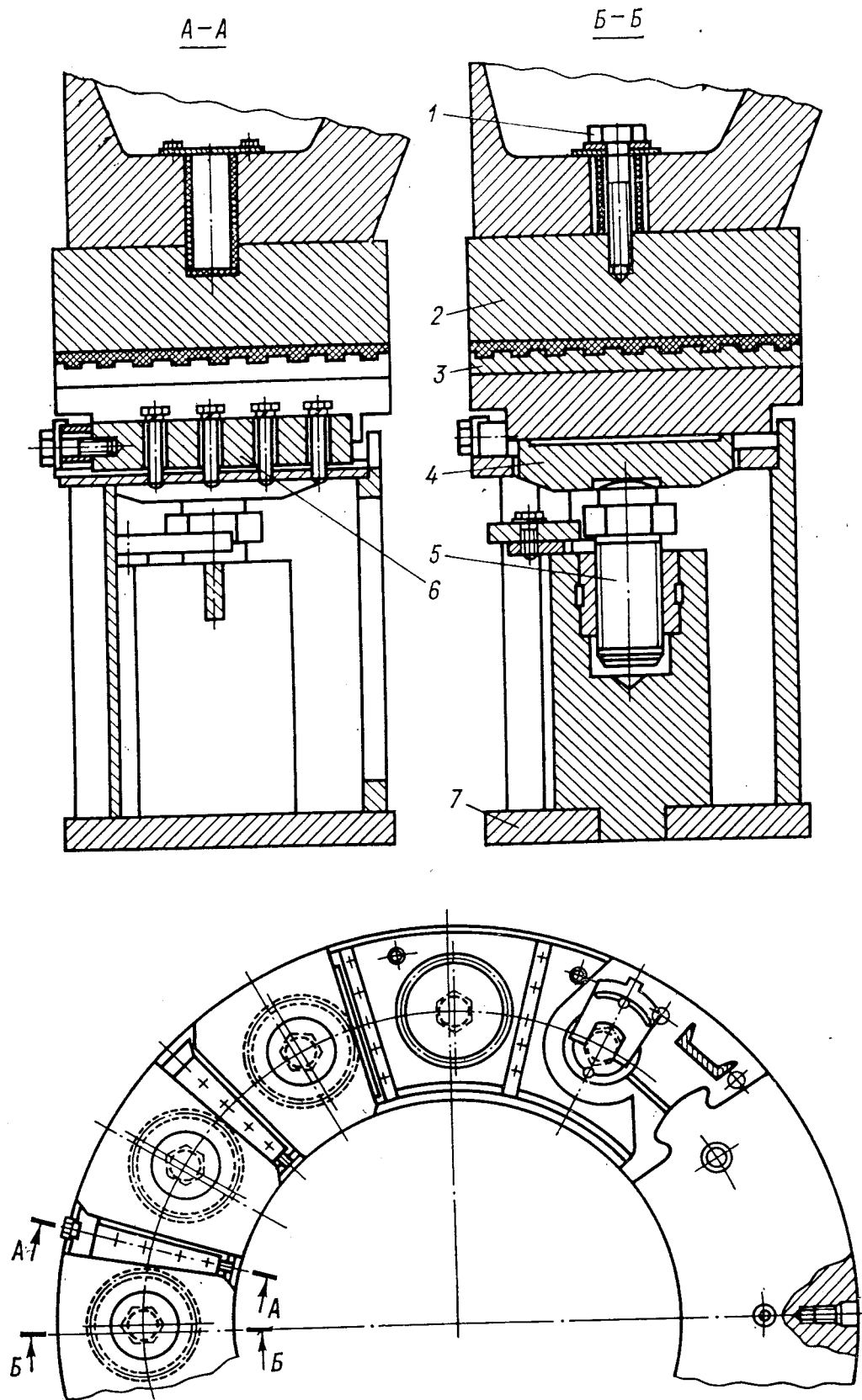


Рис. 12-1. Однорядный подпятник

няет пуск без ПСП. Кроме того, давление в масляном слое при работе подпятника сильно деформировало бы сегмент с образованием выпуклости вверх, и эта деформация складывалась бы с искривлением, вызванным нагревом поверхности трения сегмента. Поэтому между сегментом и болтом устанавливается круглая опора 4, на кольцевой буртик которой опирается сегмент. При опирании по кольцевой площади большого диаметра сегмент под действием давления прогибается выпуклостью вниз, и этот прогиб вычитается из прогиба, вызванного нагревом. Опора создает также дополнительную податливость, уменьшающую переменное усилие на сегмент при биении диска.

Для дальнейшего уменьшения прогиба при больших нагрузках на подпятник применяются двухслойные сегменты, состоящие из толстого основания и тонкой верхней части, соединенных шпонкой. На верхней поверхности основания выполнена сетка канавок, увеличивающих тепловое сопротивление стыка. Вследствие этого температурный перепад по толщине основания незначителен и оно остается практически плоским. Толщина же верхней части сегмента выбирается так, чтобы давление полностью компенсировало тепловую деформацию, благодаря чему общая деформация сегмента сводится к минимуму.

При вращении ротора сегменты силами трения прижаты к тангенциальным упорам 6. Для создания надлежащего наклона сегментов необходимо выдержать правильное расстояние в окружном направлении между осью рабочей поверхности и осью опорного болта. Это расстояние называют эксцентриситетом. Для подпятников с постоянным направлением вращения диска оптимальный эксцентриситет составляет около 10 % средней тангенциальной длины сегмента. Применяется и конструкция сочленения сегментов с упорами по рис. 12-2, в которой выворачиванием болтов 1 можно регулировать эксцентриситет.

Если нагрузка на болт превышает 1,5 МН, то обмятие сферы болта искажает эксцентриситет и затрудняет качание сегмента. Так как число сегментов в ряду обычно не превышает 20, то при общей нагрузке свыше 30 МН подпятники для уменьшения нагрузки на болт выполняются двухрядными

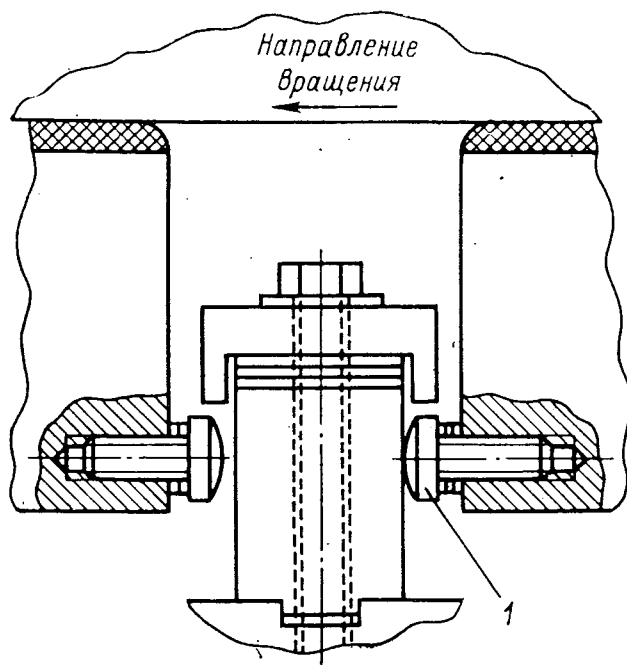


Рис. 12-2. Сегмент с регулируемым эксцентриситетом

(рис. 12-3). При этом уменьшаются и размеры сегментов, что позволяет уменьшить и их деформации. Чтобы распределить нагрузку между наружным и внутренним сегментом, их опорные болты ввернуты на концах балансира 8, лежащего на цилиндрической опоре 9. Нагрузку на внутренний и наружный ряд сегментов выбирают так, чтобы толщина слоя масла на них была одинаковой.

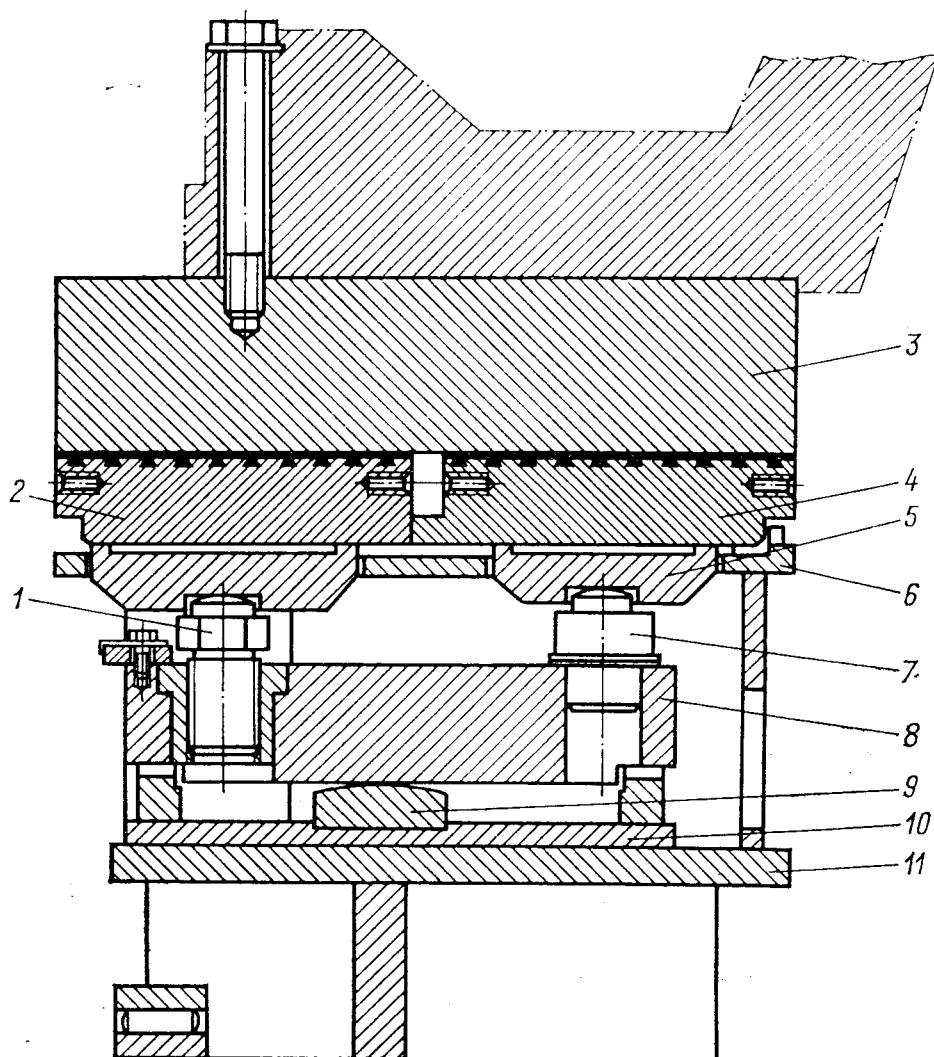


Рис. 12-3. Подпятник с двухрядным расположением сегментов

1 — опорный болт; 2, 4 — сегменты; 3 — диск; 5 — опора; 6 — верхний диск корпуса; 7 — опорный палец; 8 — балансир; 9 — опора балансира; 10 — гнездо балансира; 11 — нижний диск корпуса

Имеется опыт изготовления и эксплуатации подпятников с охлаждением сегментов водой, протекающей по трубкам, заложенным в сегмент. При водяном охлаждении перепады температуры вдоль масляного слоя уменьшаются, а поперек — увеличиваются. Поэтому обычные значения эксцентриситета не обеспечивают достаточного наклона сегментов и необходимо увеличивать эксцентриситет на 3—4%. В противном случае ухудшение характеристик из-за уменьшения наклона может свести на нет эффект интенсивного охлаждения сегмента.

В подпятниках на гидравлической опоре для выравнивания нагрузки между сегментами под каждым из них установлены

упругие камеры, заполненные маслом и гидравлически соединенные между собой. Однако, как показал опыт, введение гидравлических опор не исключило необходимости в регулировке высотного положения сегментов опорными болтами и в установке тарельчатых опор. Эти элементы отсутствуют в подпятниках на пружинном основании, в которых сегменты покоятся на пружинах, закрепленных в дне корпуса. Для обеспечения правильного высотного положения сегментов пружины после установки в корпус шлифуются. Эксцентриситет в этих подпятниках создается за счет более редкой установки пружин вблизи входной кромки сегмента. Достоинствами подпятников на пружинном основании являются достаточно равномерное распределение давления по площади сегмента перед пуском и малые деформации сегментов при их небольшой толщине. Основной недостаток такого подпятника состоит в трудности обеспечения прочности пружин при большой нагрузке на подпятник.

Таблица 12-1

№ пп.	Диаметр, м		Нагрузка, МН		Давление, МПа		Частота вращения ротора, об/мин	Средняя линейная скорость, м/с	Число сегментов
	наружный	внутренний	полная	от веса	от полной нагрузки	от веса			
1	1,50	0,75	2,8	1,4	2,8	1,4	500	29	8
2	1,80	0,80	4,7	2,0	3,0	1,3	500	34	8
3	2,00	0,90	7,1	2,5	3,6	1,3	300	23	8
4	2,30	0,95	10,5	3,5	3,8	1,3	250	21	10
5	2,30	0,95	11,2	3,2	5,0	1,4	187,5	16	8
6	2,45	1,40	14,0	8,5	5,5	3,3	125	13	12
7	3,40	2,40	16,0	7,2	4,9	2,2	51,7	7,8	18
8	3,60	2,25	18,0	6,8	3,8	1,4	55,6	8,5	14
9	3,60	2,25	21,0	10,4	4,2	2,1	100	15	14
10	3,75	2,45	18,0	9,2	3,3	1,7	100	16	16
11	4,45	2,20	32,0	10	3,9	1,2	136,4	24	36
12	4,55	3,20	26,0	14	3,8	2,0	93,8	19	20
13	4,64	2,73	32,5	12	3,8	1,4	142,8	28	40
14	4,64	2,40	35,0	13	3,6	1,3	71,5	13	40

При высокой температуре охлаждающей воды (выше 35 °С) применяется выносная система охлаждения масла и охлажденное масло непосредственно подается ко входной кромке сегментов. Благодаря этому исключается перемешивание охлажденного масла с горячим, поступающим из предыдущего (по вращению) сегмента. Это позволяет несколько снизить температуру сегментов.

Основные конструктивные параметры подпятников некоторых современных гидрогенераторов производства ЛПЭО «Электросила» приведены в табл. 12-1.

Подпятники № 6, 8—13 снабжены системой ПСП, № 11, 13 и 14 выполнены двухрядными, № 5 и 9 имеют непосредственное охлаждение сегментов водой, а № 3 и 10 — выносную систему охлаждения.

12-3. УРАВНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ ТЕОРИИ СМАЗКИ ПОДПЯТНИКОВ

Для определения давления в масляном слое подпятника гидрогенератора используют уравнение Рейнольдса, которое для несжимаемой жидкости имеет вид

$$\operatorname{div} \mathbf{G} - \rho \omega = 0. \quad (12-1)$$

Вектор массового расхода масла

$$\mathbf{G} = -\frac{\rho h^3}{12} \operatorname{grad} p + \frac{\rho h}{2} \mathbf{v} \quad (12-2)$$

выражается через толщину масляного слоя h , давление в слое p , динамическую вязкость масла μ , его плотность ρ и вектор скорости на поверхности трения \mathbf{v} . Скорость сближения поверхностей трения W в установившемся режиме работы подпятника равна нулю, а при наличии относительного перемещения плоскостей трения она связана с толщиной слоя равенством $W = dh/dt$, где t — время. На контуре сегмента давление в масляном слое равно давлению окружающей среды.

Уравнение (12-1) справедливо при выполнении ряда допущений, основными из которых являются: ламинарность потока, малость сил инерции, постоянство давления и температуры поперек слоя масла. Вдоль поверхностей трения давление и температура масла меняются, поэтому меняется и вязкость. Типичным для подпятников гидрогенераторов является повышение температуры масла от 40—45 °С, на входной кромке сегмента до 70—75 °С на выходной. При этом вязкость масла падает в 3—4 раза, что сказывается на характеристиках подпятника.

Толщина масляного слоя в разных подпятниках и в различных точках сегмента составляет 30—300 мкм. Эти значения сравнимы не только с изгибными деформациями сегментов, но и с увеличением их толщины из-за нагрева. Так, у сегмента толщиной 150 мкм при нагреве на 30 °С толщина увеличится на 50 мкм. Поэтому разница 30 °С между температурами входной и выходной кромок сегмента достаточна для образования масляного клина и подъемной силы даже при отсутствии наклона сегмента.

Для определения средней по толщине слоя температуры T служит уравнение баланса энергии

$$\operatorname{div} cT\mathbf{G} = \Pi_0, \quad (12-3)$$

где C — массовая теплоемкость масла; P_0 — мощность сил трения на единице поверхности:

$$P_0 = \frac{h^3}{12\mu} (\text{grad } p)^2 + \frac{\mu v^2}{h}. \quad (12-4)$$

Предполагается, что потери выделяются только в слое масла между диском и сегментами и отводятся маслом, протекающим через этот слой. Для интегрирования уравнения (12-3) необходимо знать температуру на входе в слой, которая, в свою очередь, зависит от циркуляции масла в ванне.

Таким образом, характеристики подпятника определяются взаимодействием нескольких процессов: форма масляного слоя влияет на развивающееся в нем давление и количество выделяющейся теплоты, давление и нагрев деформируют поверхности трения и влияют на форму слоя, перенос теплоты диском от одного сегмента к другому влияет на температуру подпятника. Вследствие трудностей аналитического учета всех этих факторов существующие методы расчета основаны на ряде допущений и позволяют рассчитывать скорее отдельные сегменты, а не подпятник в целом. Изложим вначале наиболее простые решения, учитывающие лишь основные явления в подпятниках, а затем коснемся влияния более сложных факторов.

12-4. ПОДУШКА ПРЯМОУГОЛЬНОЙ ФОРМЫ ПРИ ПОСТОЯННОЙ ВЯЗКОСТИ

В первых методиках гидродинамического расчета подпятников принималось, что вязкость и плотность масла постоянны, а поверхности трения плоские. При этих допущениях для подушек прямоугольной формы из уравнения (12-1) в установившемся режиме работы имеем

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(h^3 \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(h^3 \frac{\partial p}{\partial z} \right) = -6\mu u \frac{\partial h}{\partial x}. \quad (12-5)$$

Здесь $u = -v_x$ — скорость на поверхности трения в направлении отрицательной оси x . Расположение осей показано на рис. 12-4, из которого видно, что толщина слоя масла

$$h = mx; \quad m = \frac{h_1}{x_1} = \frac{h_2}{x_2} = \frac{h_2 - h_1}{x_2 - x_1} = \frac{h_1(\beta - 1)}{l}; \quad \beta = \frac{h_2}{h_1}. \quad (12-6)$$

Отношение толщин слоя β будем называть наклоном. Уравнение (12-5) принимает вид

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(x^3 \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(x^3 \frac{\partial p}{\partial z} \right) = - \frac{6\mu u}{m^2}. \quad (12-7)$$

На краях подушки давление в слое должно обращаться в нуль, т. е.

$$p(x_1, z) = p(x_2, z) = p(x, \pm b/2) = 0. \quad (12-8)$$

Простейший случай — это подушка, ширина которой в направлении поперек движения b гораздо больше, чем длина l . Пренебрегая для такой подушки в (12-7) производными по z и интегрируя один раз, находим

$$x^3 \frac{\partial p}{\partial x} = -\frac{6\mu u}{m^2} (x - x_0),$$

где x_0 — координата сечения, в котором $dp/dx=0$, т. е. давление максимально. Интегрируя еще раз, имеем

$$p = \frac{6\mu u}{m^2} \left(\frac{1}{x} - \frac{x_0}{2x^2} + C \right).$$

Из условий (12-8) находим постоянные:

$$x_0 = 2 \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2}; \quad C = -\frac{1}{x_1 + x_2},$$

и, следовательно, давление в слое равно

$$p = \frac{6\mu u}{m^2} \frac{(x - x_1)(x_2 - x)}{(x_1 + x_2)x^2}. \quad (12-9)$$

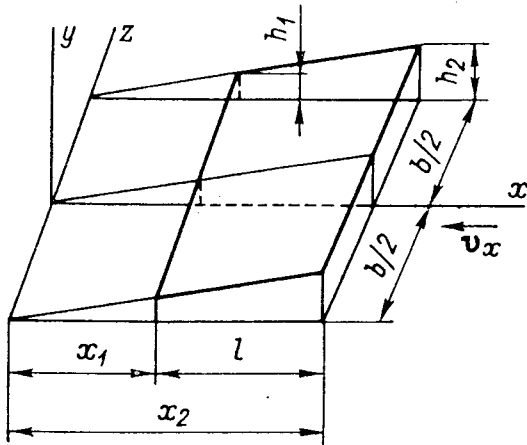


Рис. 12-4. Плоская прямоугольная подушка

При известном распределении давления определяются характеристики одной подушки: по (12-2) — расход масла вдоль оси x на единицу ширины $G_x = -\rho u m x_0/2$ и полный расход $G = b G_x$; по (12-4) — мощность сил трения на единицу площади

$$\Pi_0 = \frac{\mu u^2}{m} \left[\frac{3(x_0 - x)^2}{x^3} + \frac{1}{x} \right]$$

и полные потери на трение

$$\Pi = b \int_{x_1}^{x_2} \Pi_0 dx = \frac{\mu b u^2}{m} \left(4 \ln \frac{x_2}{x_1} - 6 \frac{x_2 - x_1}{x_2 + x_1} \right),$$

равнодействующая сил давления в слое

$$P = b \int_{x_1}^{x_2} p dx = \frac{6\mu b u}{m^2} \left(\ln \frac{x_2}{x_1} - 2 \frac{x_2 - x_1}{x_2 + x_1} \right),$$

координата точки приложения равнодействующей

$$x_* = \frac{b}{P} \int_{x_1}^{x_2} x p dx = \frac{6\mu b u}{P m^2} \left(\frac{x_2 - x_1}{2} - \frac{x_1 x_2}{x_2 + x_1} \ln \frac{x_2}{x_1} \right).$$

Так как расход постоянный, то уравнение (12-3) принимает вид

$$cG_x \frac{\partial T}{\partial x} = \Pi_0. \quad (12-10)$$

Отсюда

$$T - T_2 = \frac{1}{cG_x} \int_{x_2}^x \Pi_0 dx,$$

где T_2 — температура на входе в слой. Разность температур на выходной и входной кромках равна

$$T_1 - T_2 = \frac{\Pi}{cG_x} = \frac{2\mu u}{c\rho m^2 x_0} \left(4 \ln \frac{x_2}{x_1} - 6 \frac{x_2 - x_1}{x_2 + x_1} \right).$$

Подставляя в полученные соотношения значение m из (12-6), окончательно находим

$$\left. \begin{aligned} P = p_{\text{ср}} S = k_h^2 \frac{\mu u l S}{h_1^2}; \quad x_* = x_1 + l(0,5 - \varepsilon_0); \\ T_1 - T_2 = k_t \frac{p_{\text{ср}}}{\rho}; \quad G = k_G \rho b u h_{\text{ср}}; \quad \Pi = k_{\Pi} \mu S u^2 / h_{\text{ср}}; \\ k_h^2 = 6(\beta - 1)^{-2} \left(\ln \beta - 2 \frac{\beta - 1}{\beta + 1} \right); \quad k_t = \frac{4(\beta + 1) \ln \beta - 6(\beta - 1)}{k_h^2 \beta (\beta - 1)}; \end{aligned} \right\} \quad (12-11)$$

$$\left. \begin{aligned} k_G = 2\beta (\beta + 1)^{-2}; \quad k_{\Pi} = \frac{\beta + 1}{\beta - 1} 2 \ln \beta - 3; \\ \varepsilon_0 = \frac{(\beta^2 + 4\beta + 1) \ln \beta - 3(\beta^2 - 1)}{2(\beta - 1)[(\beta + 1) \ln \beta - 2(\beta - 1)]}. \end{aligned} \right\} \quad (12-12)$$

Здесь $S = bl$ — площадь подушки; $l\varepsilon_0$ — расстояние от середины подушки (линия $x = x_1 + 0,5l$) до точки приложения равнодействующей сил давления и $h_{\text{ср}}$ — средняя толщина слоя масла:

$$h_{\text{ср}} = 0,5(\beta + 1)h_1. \quad (12-13)$$

При известной нагрузке на подушке первая из формул (12-11) позволяет определить наименьшую толщину масляного слоя:

$$h_1 = k_h \sqrt{\mu u l / p_{\text{ср}}}. \quad (12-14)$$

Наклон сегмента $\beta = h_2/h_1$ устанавливается автоматически: если подушка может свободно наклоняться, т. е. на нее не действуют никакие другие силы, кроме давления в слое и реактивной силы в точке опоры, то при выбранном эксцентриситете ε_0 наклон β будет таким, как следует из последней формулы (12-12). Фактически из-за неизбежных деформаций опора не

может быть точечной, и в ней возникает момент сил трения. Кроме того, некоторый, хотя и незначительный, момент создают касательные силы на поверхности трения. Вследствие всего этого расчетное соотношение между ϵ_0 и β нарушается; слишком большое различие фактических и расчетных величин свидетельствует о том, что подушка не может свободно поворачиваться.

Обратимся к общему случаю, когда ширина подушки сравнима с длиной. Уравнение (12-7) решается при этом разделением переменных, для чего давление определяется в виде суммы

$$p(x, z) = p_0(x) + p_1(x, z), \quad (12-15)$$

где $p_0(x)$ — давление по формуле (12-9).

Подстановкой (12-15) в (12-7) и (12-8) убеждаемся, что p_1 удовлетворяет однородному уравнению

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(x^3 \frac{\partial p_1}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(x^3 \frac{\partial p_1}{\partial z} \right) = 0$$

и краевым условиям:

$$p_1(x_1, z) = p_1(x_2, z) = 0; \quad p_1(x, \pm b/2) = -p_0(x). \quad (12-16)$$

Давление p_1 представляем в виде ряда

$$p_1(x, z) = \sum_{k=1}^{\infty} X_k(x) Z_k(z),$$

где функции $X_k(x)$ и $Z_k(z)$, зависящие каждая только от одной переменной, удовлетворяют уравнениям:

$$\frac{d}{dx} \left(x^3 \frac{dX_k}{dx} \right) + \lambda_k^2 x^3 X_k = 0; \quad (12-17)$$

$$\frac{d^2 Z_k}{dz^2} - \lambda_k^2 Z_k = 0. \quad (12-18)$$

Из краевых условий вытекает, что должно быть

$$X_k'(x_1) = X_k(x_2) = 0.$$

При этих условиях имеем решение уравнения (12-17)

$$X_k(x) = x^{-1} [J_1(\lambda_k x_1) Y_1(\lambda_k x) - Y_1(\lambda_k x_1) J_1(\lambda_k x)],$$

где $J_1(x)$ и $Y_1(x)$ — цилиндрические (Бесселевы) функции первого и второго рода, а λ_k — корни уравнения

$$J_1(\lambda_k x_1) Y_1(\lambda_k x_2) - Y_1(\lambda_k x_1) J_1(\lambda_k x_2) = 0.$$

Симметричное относительно оси x решение уравнения (12-18) имеет вид

$$Z_k(z) = A_k \operatorname{ch} \lambda_k z,$$

и последнее краевое условие (12-16) дает

$$\sum_{k=1}^{\infty} A_k X_k(x) \operatorname{ch} \lambda_k \frac{b}{2} = -\frac{6\mu u}{m^2} \frac{(x-x_1)(x_2-x)}{x^2}. \quad (12-19)$$

l/b	$\beta = 1,5$			$\beta = 2$		
	k_h	k_{II}	$\varepsilon_0, \%$	k_h	k_{II}	$\varepsilon_0, \%$
0,00	0,36	1,06	4,0	0,40	1,16	6,8
0,50	0,29	1,05	4,5	0,33	1,11	7,3
0,75	0,26	1,04	4,8	0,30	1,11	7,7
1,00	0,23	1,03	5,0	0,26	1,09	8,1
1,50	0,19	1,08	5,6	0,21	1,07	9,2

l/b	$\beta = 3$			$\beta = 4$		
	k_h	k_{II}	$\varepsilon_0, \%$	k_h	k_{II}	$\varepsilon_0, \%$
0,00	0,38	1,40	10,8	0,35	1,63	13,2
0,50	0,32	1,31	11,4	0,30	1,47	14,3
0,75	0,29	1,27	11,9	0,27	1,42	15,0
1,00	0,26	1,24	12,6	0,24	1,37	15,8
1,50	0,21	1,19	14,1	0,20	1,33	17,8

Для определения отсюда постоянных A_k используем то обстоятельство, что функции $X_k(x)$ ортогональны относительно веса x^3 , т. е. что

$$\int_{x_1}^{x_2} x^3 X_k(x) X_n(x) dx = 0 \quad \text{при } n \neq m.$$

Умножая обе части (12-19) на $x^3 X_n(x) dx$, интегрируя от x_1 до x_2 , находим

$$N_k A_k \operatorname{ch} \lambda_k \frac{b}{2} = - \frac{6\mu u}{m^2} \int_{x_1}^{x_2} x(x-x_1)(x_2-x) X_k(x) dx;$$

$$N_k = \int_{x_1}^{x_2} x^3 X_k^2(x) dx.$$

Таким образом, давление полностью определено. Равнодействующая сил давления и ее положение, а также полные потери могут быть найдены как ранее и представлены в виде (12-11).

Таблица 12-3

Определение	Коэффициент k_f при $\beta=3$ и l/b , равно				
	0	0,5	0,75	1,0	1,5
По работе [39]	6,3	8,4	9,6	11,7	16,3
По выражению (12-20)	6,3	7,5	8,6	10,1	14,5

Полученные таким образом значения коэффициентов k_h , k_{II} и ϵ_0 в зависимости от l/b и β приведены в табл. 12-2, из которой видно, что наибольшая толщина масляного слоя h_1 достигается при наклоне $\beta \approx 2$. Этот вывод меняется, если учесть изменение вязкости с нагревом.

Определение поля температуры в общем случае более сложно, так как выражение (12-3) представляет собой уравнение с переменными коэффициентами. Однако максимальная температура на оси симметрии подушки определяется сравнительно просто. При $z=0$ имеем $dp/dz = dT/dz = 0$ и, следовательно, уравнение для температуры на этой оси сохраняет вид (12-10). Полученные из этого уравнения в работе [39] значения коэффициента k_t для расчета температуры по формулам (12-11) приведены в табл. 12-3, а повышение температуры от входной кромки подушки к выходной при $\beta=3$ показано на рис. 12-5 (сплошные линии).

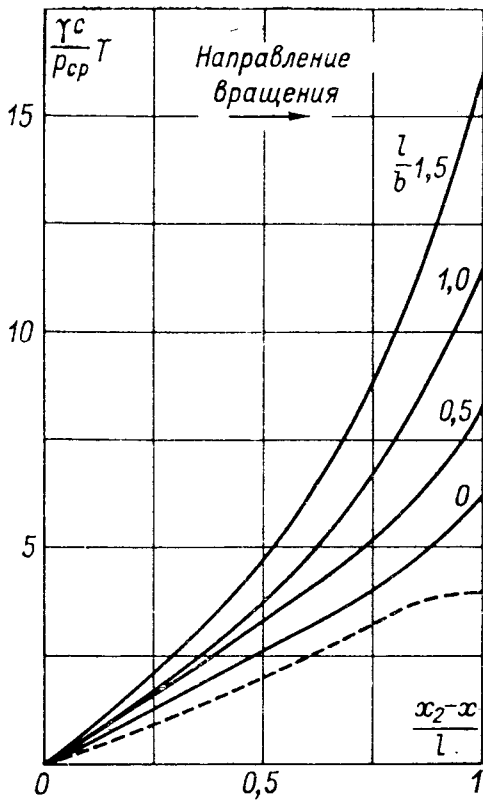


Рис. 12-5. Температура масляного слоя

Сплошные линии — без учета отвода теплоты в подушку; штриховая — с учетом отвода при $l/b=0$

с торцов и поэтому расходы через входную и выходную кромки неодинаковы. Разность расходов равна боковой утечке, т. е. $G_2 - G_1 = G_y$, где

$$G_2 = 2 \int_0^{b/2} G_x(x_2, z) dz; \quad G_1 = 2 \int_0^{b/2} G_x(x_1, z) dz;$$

$$G_y = 2 \int_{x_1}^{x_2} G_z(x, b/2) dx.$$

По методу среднего расхода в качестве расчетного принимают среднее арифметическое расходов G_1 и G_2 , т. е.

$$G_{cp} = 0,5 (G_1 + G_2) = G_2 - 0,5 G_y,$$

и определяют перегрев масла по формуле

$$T_2 - T_1 = \Pi / (c G_{cp}).$$

Если расходы представить в виде

$$G_2 = k_2 \rho b u h_{\text{ср}}; \quad G_y = k_y \rho b u h_{\text{ср}}$$

и использовать формулу (12-11) для потерь, то найдем

$$\overline{T_2} - T_1 = k_t \frac{p_{\text{ср}}}{c_p}; \quad k_t = \left(\frac{2}{\beta + 1} \right)^2 \frac{k_{\text{п}}}{k_h^2 (k_2 - 0,5k_y)}. \quad (12-20)$$

Значения k_t приведены на рис. 12-6 и в табл. 12-3.

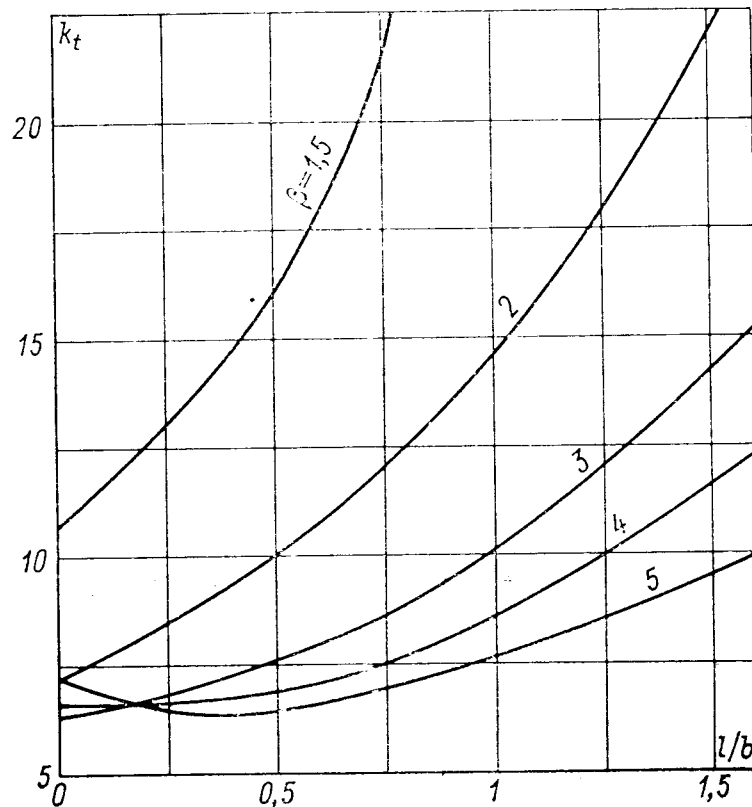


Рис. 12-6. К определению температуры масляного слоя

Необходимо отметить, что в изложенных методах расчета учитывались только потери, выделяемые в тонком слое масла над сегментами. При больших частотах вращения диска могут стать существенными также потери из-за трения диска и движения масла в ванне подпятника.

Как видно из табл. 12-3, по методу среднего расхода перегрев при $l/b \geq 0,5$ получается заниженным на 10—12%. Уже отмечалось, что уравнение (12-3) записано при допущении отвода теплоты только маслом. Так как фактически некоторая часть теплоты отводится в диск и подушку, то найденный из (12-3) нагрев будет несколько завышенным. Поэтому обычно температура рассчитывается по методу среднего расхода.

12-5. ВЛИЯНИЕ ФОРМЫ СЕГМЕНТА

Сегменты подпятника гидрогенератора выполняются в виде кольцевых секторов, для которых уравнения Рейнольдса (12-1) и энергии (12-3) удобнее записать в полярных координатах (r, φ) . В установившемся режиме скорость на подвижной поверхности $v = \omega r$, т. е. в отличие от скорости на поверхности трения прямоугольной подушки изменяется в поперечном направлении. Уравнения (12-1) и (12-3) принимают вид

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{r h^3}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial \varphi} \left(\frac{h^3}{\mu r} \frac{\partial p}{\partial \varphi} \right) &= 6 \omega r \frac{\partial h}{\partial \varphi}; \\ \frac{\mu}{h} (\omega r)^2 + \frac{h^3}{12 \mu} \left[\left(\frac{\partial p}{r \partial \varphi} \right)^2 + \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 \right] - \\ - c \left[\left(\frac{r \omega h}{2} - \frac{h^3}{12 \mu} \frac{\partial p}{r \partial \varphi} \right) \frac{\partial T}{r \partial \varphi} - \frac{h^3}{12 \mu} \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} \right] &= 0. \end{aligned} \right\} \quad (12-21)$$

Для плоских поверхностей трения в общем случае толщина слоя масла в прямоугольных координатах

$$h = A_1 + A_2 x + A_3 z, \quad (12-22)$$

где (x, z) — координаты в плоскости слоя и A_k ($k=1, 2, 3$) — постоянные.

В полярных координатах $x = r \sin \varphi$, $y = r \cos \varphi$ и, следовательно,

$$h(r, \varphi) = A_1 + r(A_2 \sin \varphi + A_3 \cos \varphi). \quad (12-23)$$

Координаты x и φ отсчитываются от выходной кромки подушки, т. е. на выходной кромке $x = \varphi = 0$, а на входной для прямоугольной подушки $x = l$, а для секторной $\varphi = \theta$.

Потребуем, чтобы на выходной кромке толщина слоя была постоянной, так как при этом обеспечивается максимальная грузоподъемность подушки. Тогда в выражениях (12-22) и (12-23) надо принять $A_3 = 0$. Отсюда видно различие формы слоя для прямоугольной и секторной подушек при одинаковом условии постоянства его толщины на выходе: в первом случае толщина слоя меняется только в направлении движения плоскости трения, а во втором — и в перпендикулярном направлении.

Запишем выражение (12-23) при $A_3 = 0$ через толщину слоя на выходе h_1 и толщину на среднем радиусе входной кромки h_2 . Имеем

$$h_1 = h(r, 0) = A_1; \quad h_2 = h(r_{cp}, \theta) = A_1 + A_2 r_{cp} \sin \theta$$

и, следовательно,

$$h(r, \varphi) = h_1 \left[1 + (\beta - 1) \frac{r}{r_{cp}} \frac{\sin \varphi}{\sin \theta} \right], \quad (12-24)$$

где $\beta = h_2/h_1$.

В некоторых работах толщина слоя над секторной подушкой определялась в виде

$$h^* = h_1 \left[1 + (\beta - 1) \frac{\varphi}{\theta} \right],$$

что, как видно из сравнения с (12-24), приближенно справедливо только при малом угле раствора ($\sin\theta \approx \theta$) и малой радиальной ширине ($r_2 - r_1 \ll r_{\text{ср}}$). Для подпятников гидрогенераторов разница между h и h^* может достигать 30% толщины слоя на входной кромке.

Для секторной подушки при толщине слоя по выражению (12-24) решение уравнения Рейнольдса (12-21) было выполнено методом сеток. Полученные результаты можно представить в форме (12-11), понимая под l и u длину подушки и частоту вращения диска подпятника на среднем диаметре. Значения входящих в (12-11) коэффициентов k_h , k_{Π} и ε_0 приведены в табл. 12-4 для двух углов раствора сегмента θ при наклоне $\beta = 3$.

Важным результатом расчета секторной подушки является радиальное положение точки опоры, обеспечивающее постоянство толщины слоя на выходной кромке. Радиус положения опоры определяется выражением

$$r_{\text{оп}} = r_{\text{ср}} + (r_2 - r_1) \varepsilon_r,$$

где $r_{\text{ср}} = 0,5(r_2 + r_1)$ — средний радиус сегмента. Значения радиального эксцентриситета ε_r для $\beta = 3$ приведены на рис. 12-7.

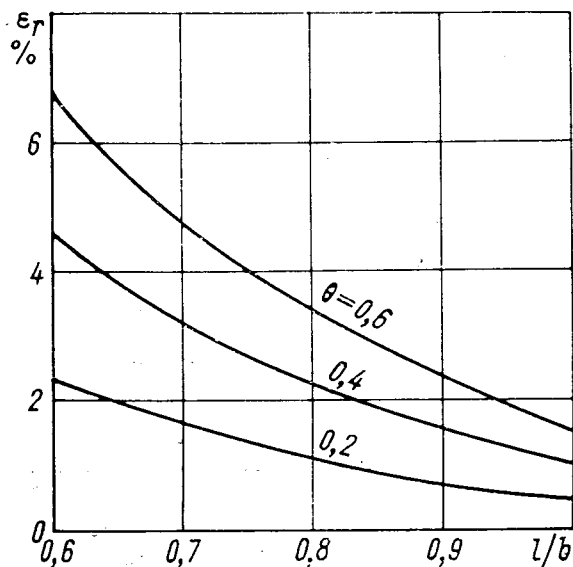


Рис. 12-7. Радиальный эксцентриситет при постоянной вязкости масла

Таблица 12-4

l/b	θ = 30°			θ = 45°		
	k_h	k_{Π}	$\varepsilon_0, \%$	k_h	k_{Π}	$\varepsilon_0, \%$
0,50	0,32	1,55	13,7	0,31	1,75	14,7
0,75	0,28	1,36	13,6	0,27	1,43	14,6
1,00	0,26	1,28	13,5	0,24	1,30	14,4

12-6. ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТИ МАСЛА В ПЛОСКОСТИ ТРЕНИЯ

Вязкость существующих масел значительно уменьшается при их нагревании. В качестве примера в табл. 12-5 приведена зависимость вязкости от температуры для масла турбинного 30 по ГОСТ, 32—74.

Рост температуры и уменьшение вязкости масла в направлении движения плоскости трения сказываются на распределении давления над подушкой. Для учета этого обстоятельства в практике при использовании формул типа (12-11) принято вводить в них либо среднюю вязкость $\mu_{\text{ср}} = 0,5(\mu_2 + \mu_1)$, либо вязкость при средней температуре $\mu_0 = \mu(T_{\text{ср}})$, где $T_{\text{ср}} = 0,5(T_1 + T_2)$, а μ_2 и μ_1 — вязкости масла на входной и выходной кромках подушки.

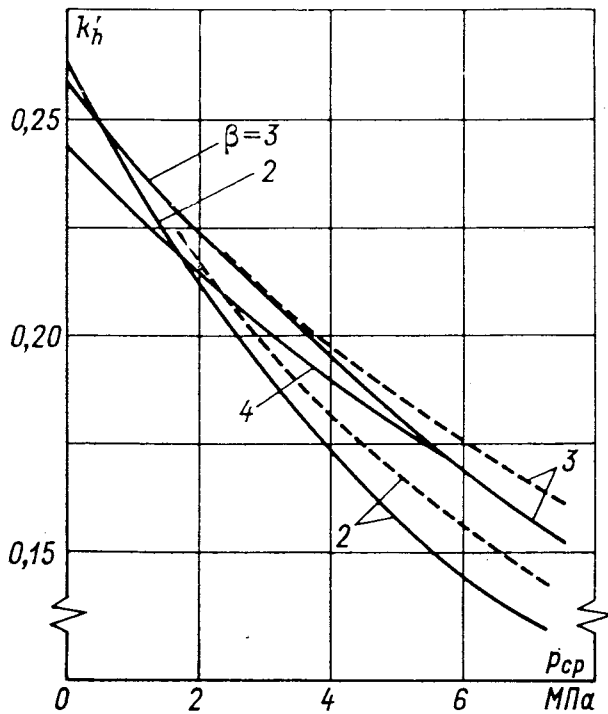


Рис. 12.8. К определению толщины масляного слоя при переменной вязкости, $l/b=1$, $T_2=38^\circ\text{C}$

Сплошные линии — по методу эквивалентной вязкости, штриховые — по работе [65]

Как показано ниже, использование вязкости μ_0 дает хорошие результаты при определении толщины слоя h_1 , потерь на трение Π и перегрева $T_1 - T_2$, если считать заданным наклон подушки β . Однако таким приемом нельзя учесть вызванное нагревом масла изменение наклона при заданном эксцентриситете. Наклон же, очевидно, увеличится, так как вязкость масла, а значит, и давление в слое уменьшатся сильнее всего вблизи выходной кромки подушки. Вследствие этого момент относительно опоры сил давления со стороны входной

кромки превысит момент со стороны выходной кромки и будет поворачивать сегмент до тех пор, пока моменты не уравновесятся.

Точный учет изменения вязкости выполнен в работе [65], где уравнения Рейнольдса и энергии численно решены для прямоугольной подушки с соотношением сторон $l/b=1$ и температурой

Таблица 12-5

$t, ^\circ\text{C}$	20	30	40	50	60	70	80	90	100
$\mu, \text{Па}\cdot\text{с}\cdot 10^{-3}$	158	76	43	26	16	12	8,3	6,2	4,8

масла на входе в слой $T_2 = 38^\circ\text{C}$. Если результаты этого расчета представить в виде

$$h_1 = k'_h \sqrt{\mu_2 u l / p_{\text{ср}}},$$

то коэффициент k'_h будет иметь значения, показанные на рис. 12-8 штриховыми линиями. Вызванное нагревом масла уменьшение тангенциального эксцентриситета приведено в табл. 12-6.

Перегрев масла по результатам работы [65] характеризуется следующими значениями k_t (при $\beta = 3$):

Среднее давление $p_{\text{ср}}$, МПа	0,70	1,8	4,4	8,4
Коэффициент k_t	12,3	11,6	10,8	10,1

Относительно слабая зависимость этого параметра от давления дает основание пользоваться на практике методом среднего расхода.

Для определения толщины слоя по методу эквивалентной вязкости преобразуем формулу (12-14) к виду

$$h_1 = k'_h \sqrt{\mu_2 u l / p_{\text{ср}}}; \quad k'_h = k_h \sqrt{\mu_0 / \mu_2}, \quad (12-25)$$

где эквивалентная вязкость $\mu_0 = \mu(T_{\text{ср}})$. Задаваясь давлением и наклоном β , по (12-20) найдем перегрев и среднюю температуру $T_{\text{ср}}$, по табл. 12-5 определим μ_0 , а по (12-25) рассчитаем значения k'_h . Полученные таким образом значения k'_h приведены на рис. 12-8 (сплошные линии). Сравнивая со штриховыми кривыми рис. 12-8, построенными по численному решению, убеждаемся в хорошей точности метода эквивалентной вязкости.

В секторном башмаке нагрев масла скажется и на значении необходимого радиального эксцентриситета. Однако в литературе нет данных для определения этого влияния.

12-7. О ВЫБОРЕ РАЗМЕРОВ ПОДПЯТНИКА

Исходными данными при проектировании подпятника гидроагрегата являются частота вращения ротора n , нагрузка на подпятник P и его минимальный внутренний диаметр $D_{\text{вн}}$. Необходимо выбрать такие размеры сегментов подпятника, чтобы толщина масляного слоя в номинальном режиме работы была достаточной для исключения металлического контакта поверхностей трения, а температура сегментов не превышала допустимой.

Хотя при отсутствии металлического контакта физической границей является температура вспышки масла, составляющая

Таблица 12-6

μ_2 / μ_1	$\Delta \varepsilon, \%$, при	
	$\beta = 1,5 \div 2$	$\beta = 3 \div 4$
2	2,8	2,3
3	4,2	3,8
4	5,4	5,0
5	6,3	5,9
6	7,0	6,6
7	7,5	7,1
8	7,8	7,5

около 180°C , по существующим нормам температура подпятников ограничена значением 80°C . Если принять температуру на входе в масляный слой равной 45°C (подробно об этом сказано ниже), то допустимый перегрев составит 35°C . Принимая в формуле (12-20) теплоемкость $\rho c = 1,7 \cdot 10^6 \text{ Дж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$, коэффициент $k_t = 10$ (для $\beta = 3$ и $l/b = 1$) и перегрев $T_1 - T_2 = 35^\circ\text{C}$, найдем допустимое давление $p_{\text{ср}} = 6 \text{ МПа}$.

Теперь можно определить необходимую рабочую поверхность трения сегментов $S = P/P_{\text{ср}}$, полную площадь поверхности подпятника $S_0 = S/k_s$ и его наружный диаметр $D_{\text{н}}^2 = D_{\text{вн}}^2 + 4S_0/\pi$. Отношение площадей k_s характеризует величину промежутков между сегментами и для выполненных подпятников лежит в пределах $0,7 - 0,8$. Таким образом, радиальная ширина сегментов $b = 0,5$ ($D_{\text{н}} - D_{\text{вн}}$) определена и остается выбрать их тангенциальную длину (или, что то же самое, их число).

Чтобы определить оптимальное отношение l/b , обеспечивающее наибольшую толщину слоя масла, преобразуем формулу (12-25) к виду

$$h_1 = k \sqrt{\mu_2 u b / p_{\text{ср}}};$$

$$k = k_h' \sqrt{l/b} = k_h \sqrt{\mu_0 l / (\mu_2 b)}.$$

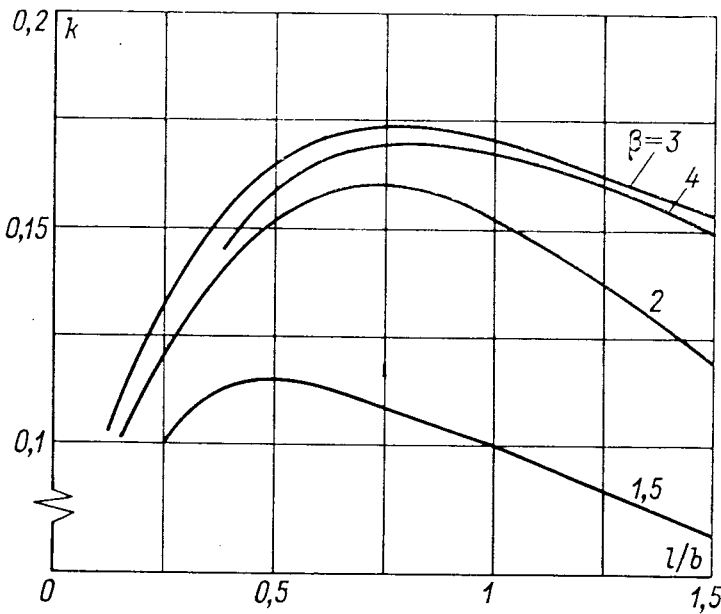


Рис. 12-9. Толщина масляного слоя при $P_{\text{ср}} = 6 \text{ МПа}$, $T_2 = 45^\circ\text{C}$

Для определения значений μ_0 и μ_2 зададимся входной температурой масла $T_2 = 45^\circ\text{C}$ и средним давлением $P_{\text{ср}} = 6 \text{ МПа}$. Принимая значения k_h из табл. 12-2, найдем значения k , которые приведены на рис. 12-9. Из этого рисунка видно, что толщина масляного слоя максимальна и практически постоянна при изменении β от 3 до 4 и $0,6 \leq l/b \leq 1,1$. Эти значения β и l/b являются оптимальными по толщине масляного слоя для принятых значений $P_{\text{ср}}$ и T_2 . Как показано в работе [36], при $P_{\text{ср}} = 4 \text{ МПа}$ оптимальные границы наклона расширяются до значений $2 \leq \beta \leq 4$, но максимальная толщина масляного слоя на выходной кромке по-прежнему достигается при $\beta = 3$.

После того как размеры сегментов выбраны, по формуле (12-14) или, что то же самое, по (12-25) определяется толщина масляного слоя h_1 . Допустимой для гидрогенераторов с баббитовым покрытием сегментов и вышеуказанным исполнением диска считается толщина слоя не ниже 40 мкм при диаметре диска до 3 м и 50 мкм при больших диаметрах. Далее необходимо определить эксцентриситеты сегмента относительно опоры,

что выполняется по данным, приведенным в табл. 12-2, 12-4 и 12-6.

До сих пор принималось, что температура масла на входе в слой известна. В действительности эта температура зависит от выделяемых в подпятнике потерь, циркуляции масла в ванне и условий его охлаждения. В первом приближении можно принять, что температура масла на входе в слой при встроенных в ванну маслоохладителях равна

$$T_2 = T_{\text{ср}} + \Delta T_1 + \Delta T_2, \quad (12-26)$$

где $T_{\text{ср}}$ — средняя температура охлаждающей воды в маслоохладителях; ΔT_1 — температурный перепад между водой и маслом в ванне; ΔT_2 — температурный перепад между маслом в ванне и на входе в слой. В свою очередь, $\Delta T_1 = \Pi / (\alpha F)$, где Π — потери от трения в подпятнике; F — охлаждающая поверхность трубок; α — коэффициент теплоотдачи от масла к трубкам охладителя. Значения α для трубок с наружным диаметром 19 мм и внутренним 17 мм при скорости движения воды в трубках около 1 м/с приведены на рис. 12-10 в зависимости от скорости движения масла v_m . Последнюю ориентировочно можно принимать равной $v_d/600$, где v_d — окружная скорость диска подпятника на наружном диаметре.

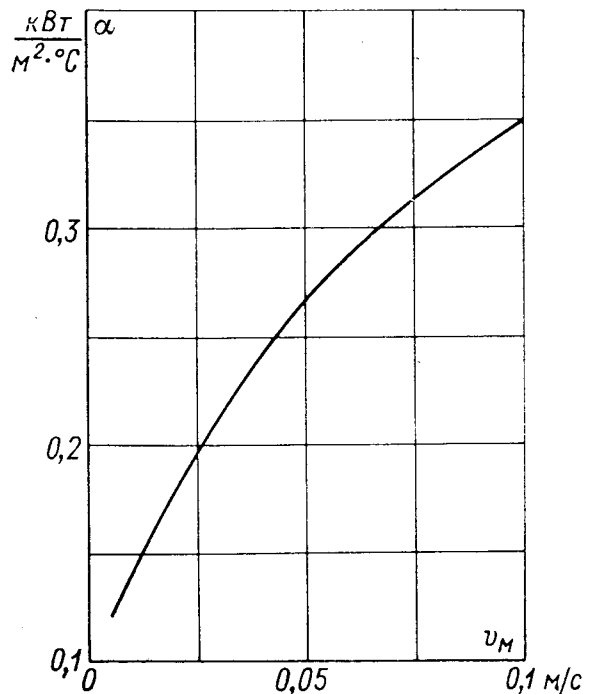


Рис. 12-10. Коэффициент теплоотдачи трубок маслоохладителя

Перепад ΔT_2 по опытным данным составляет 5—10°С, возрастающая с повышением давления на подпятник. При вынесенных из ванны охладителях и подаче охлажденного масла непосредственно к поверхностям трения этот перепад отсутствует.

Поскольку температура T_2 зависит от выделяемых в подпятнике потерь, которые, в свою очередь, пропорциональны вязкости масла, то в начале расчета температурой T_2 необходимо задаться (обычно в интервале 35—45°С), а в конце проверить, совпадает ли она с найденной по формуле (12-26).

В заключение отметим, что указанный выше температурный предел 80°С условен. Имеются сведения, что при испытаниях температура масла в ванне подпятника доводилась до 123°С (за счет ограничения подачи воды в охладители) и это не привело к ухудшению состояния подпятника [57]. Работа опытного подпятника с температурой сегментов выше 100°С описана также в работе [19].

12-8. ДЕФОРМАЦИИ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТРЕНИЯ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОДПЯТНИКА

Приведенные выше расчетные формулы основаны на допущении о том, что поверхности трения плоские. В действительности, как уже отмечалось, поверхности трения, и в особенности сегменты, под действием нагрева и нагрузки деформируются. Так как определение деформаций сегментов представляет собой самостоятельную сложную задачу, то во многих работах анали-

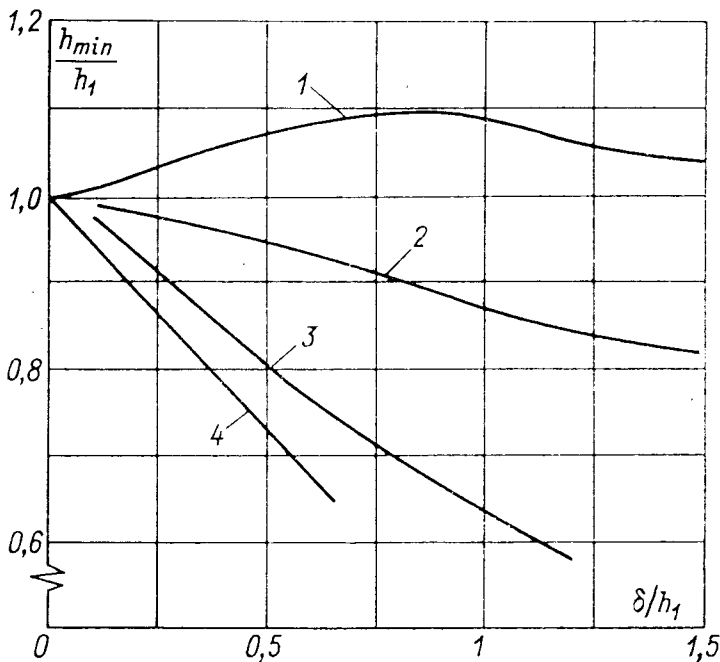


Рис. 12-11. Влияние искривления сегмента на толщину масляного слоя при $\epsilon_0 = 10\%$ и $l/b = 1$

1 — выпуклый цилиндр с осью, перпендикулярной направлению движения; 2 — выпуклая сфера; 3 — выпуклый цилиндр с осью, параллельной направлению движения; 4 — вогнутый цилиндр или сфера

лизовалось влияние заранее заданного искривления сегментов на характеристики подпятника. Одной из первых в этом направлении является работа [66], где рассмотрено искривление квадратной подушки в выпуклую и вогнутую сферическую и цилиндрическую поверхности. Полученные в этой работе результаты показаны на рис. 12-11 в виде зависимостей минимальной толщины слоя деформированного сегмента h_{\min} от прогиба сегмента δ и толщины слоя масла на выходной кромке плоского сегмента h_1 .

Как видно из рисунка, искривление сегмента в выпуклую цилиндрическую поверхность с образующими, перпендикуляр-

ными направлению движения диска («продольная» кривизна, кривая 1), приводит к некоторому увеличению толщины масляного слоя, тогда как все остальные формы искривления, и особенно искривление вогнутостью вверх (кривая 4), приводят к существенному уменьшению толщины масляного слоя.

Отметим, что при деформировании сегмента на некоторой его части образуется расширяющийся в направлении движения зазор, при котором найденное из уравнения (12-1) давление может получиться отрицательным. Это означает, что на части сегмента масляный слой нагрузку не несет. Граница S между двумя частями сегмента определяется из условия

$$p_S = \left. \frac{\partial p}{\partial n} \right|_S = 0$$

(n — нормаль к контуру S), что вносит дополнительные трудности при интегрировании уравнения Рейнольдса и является одной из причин снижения несущей способности деформированного сегмента. Особенно вредно расширение зазора вблизи входной кромки, так как оно затрудняет образование масляного слоя при пуске.

Нагрев масла и снижение его вязкости в работе [66] не определялись. Эти эффекты изучены П. З. Поповым, который рассматривал выпуклый сегмент с продольной кривизной. Для этого случая им показано, что с ростом прогиба сегмента нагрев масла не увеличивается, а при умеренных прогибах даже уменьшается.

Таким образом, положительная продольная кривизна, по величине не превышающая толщину масляного слоя, благоприятно влияет на несущую способность и нагрев подпятника. Такая форма искривления возможна при опирании сегментов по линии, как в некоторых упорных подшипниках турбоагрегатов. Недостатком опирания по линии является невозможность качения сегмента в одном из направлений. В гидрогенераторах с тарельчатыми опорами, лежащими на точечной опоре, влияние искривления сегментов следует определять по кривой 2 на рис. 12-11.

При расчете деформаций сегменты обычно рассматриваются как тонкие упругие пластинки. Так, в работе [38] сегмент схематизируется в виде тонкой круговой пластинки с нагрузкой в форме кругового конуса. Однако в гидрогенераторах толщина сегмента может достигать до 50 % его размеров в плане, вследствие чего схема тонкой пластинки приводит к большим погрешностям. Для повышения точности расчета могут быть использованы уравнения изгиба толстой пластинки, учитывающие деформации сдвига. Сегмент заменен круговой пластинкой равновеликой площади с наружным радиусом a , опертой по окружности радиусом $b \leq a$ и нагруженной давлением, распределенным по закону

$$p(r) = p_0 [1 - (r/a)^n]. \quad (12-27)$$

Максимальное давление p_0 связано при этом со средним давлением $p_{\text{ср}}$ формулой

$$p_0 = \frac{n+2}{n} p_{\text{ср}},$$

и при изменении n от 0,8 до 2 можно получить реализуемые в подпятниках отношения $p_0/p_{\text{ср}} = 3,5 \div 2$. При давлении по (12-27) прогибы пластинки в центре $\omega(0)$ и на краю $\omega(a)$ равны

$$\left. \begin{aligned} \omega(0) &= \left(k_0 + k'_0 \frac{h^2}{a^2} \right) \frac{Qa^2}{Eh^3} = f_0 \frac{Q}{Eh}; \\ \omega(a) &= \left(k_1 + k'_1 \frac{h^2}{a^2} \right) \frac{Qa^2}{Eh^3} = f_1 \frac{Q}{Eh}, \end{aligned} \right\} \quad (12-28)$$

где полная нагрузка $Q = n\pi a^2 \rho_0 / (n+2)$, а значения коэффициентов k приведены на рис. 12-12. Первые слагаемые в формулах (12-28) отражают влияние изгиба, а вторые — влияние сдвига. Прогиб краев сегмента относительно центра определяется формулой

$$w(a) - w(0) = (f_1 - f_0) Q / (Eh),$$

а значения $f_1 - f_0$ для $n=1$ представлены на рис. 12-13.

При нагреве сегмента его искривление вызывается несколькими причинами. Во-первых, из-за разницы в значениях коэффициентов температурного удлинения стали и баббита сегмент

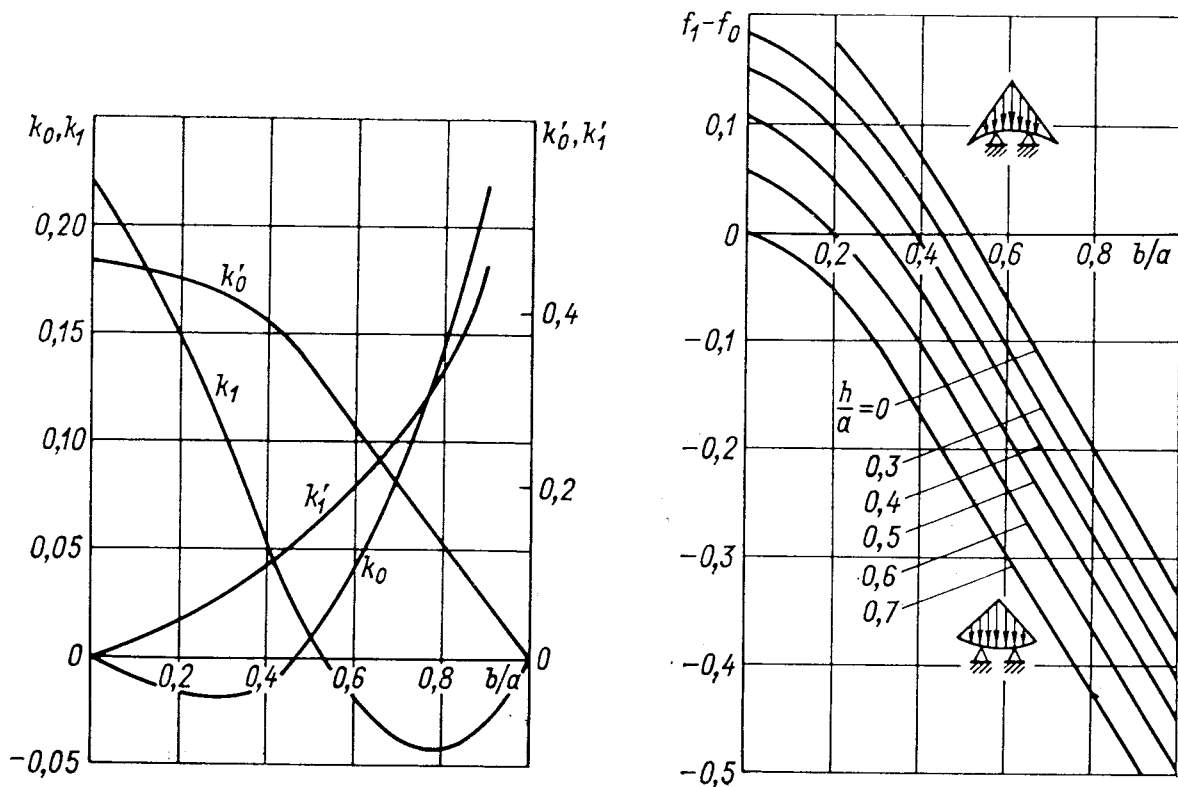


Рис. 12-12. К определению составляющих прогиба сегмента

Рис. 12-13. К определению суммарного прогиба сегмента

искривился бы даже при равномерном его нагревании. Во-вторых, однородный стальной сегмент изогнулся бы из-за перепада температуры по толщине. Далее, в плоскостях, параллельных плоскости трения, температура также меняется, что вызывает дополнительные прогибы. И наконец, как отмечалось в § 12-3, неравномерный по длине нагрев приводит к образованию клиновидного зазора из-за увеличения толщины сегмента.

Фактически все четыре причины действуют совместно, но основным по величине является прогиб, вызванный перепадом температуры по толщине сегмента. Этот прогиб можно определить исходя из того, что нагретая пластинка изгибается в сферическую поверхность с радиусом кривизны

$$R = h^3 / (12m_t); \quad m_t = \int_{(V)} \alpha z t dV,$$

где h — толщина пластинки; α — коэффициент температурного удлинения; z — координата, перпендикулярная плоскости трения; dV — элемент объема пластинки.

Этот результат справедлив для пластинки любой формы, если ее толщина достаточно мала, чтобы довольствоваться интегральным выполнением краевых условий на боковой поверхности. Если же температура меняется по толщине линейно, то эта формула справедлива при любой толщине пластинки.

Так как кольцевая опора сегмента подпятника, не воспринимающая горизонтальных усилий, не препятствует изгибу сегмента в сферическую поверхность, то в опоре не возникает вертикальных усилий и отсчитанный от нее прогиб сегмента равен

$$\omega_0(r) = 6(r^2 - b^2) m_t / h^3.$$

При линейном по толщине изменении температуры найдем прогиб краев относительно центра:

$$\omega_0(a) - \omega_0(0) = \frac{\alpha a^2}{4h} (\Delta T_{\text{вх}} + \Delta T_{\text{вых}}),$$

где $\Delta T_{\text{вх}}$ и $\Delta T_{\text{вых}}$ — перепады температуры по толщине сегмента на входной и выходной кромках.

12-9. ТЕМПЕРАТУРНОЕ ПОЛЕ СЕГМЕНТА ПОДПЯТНИКА

Для определения тепловых деформаций сегментов необходимо знать их нагрев и, главное, температурный перепад по толщине сегмента. Этот перепад определяется потоком теплоты поперек масляного слоя и условиями охлаждения сегментов. Уравнение энергии в виде (12-3) не позволяет найти поток теплоты из масляного слоя в сегмент.

Для расчета сегмента известны два метода. По первому методу уравнение энергии берется в виде

$$\begin{aligned} c\gamma \left(V_x \frac{\partial T}{\partial x} + V_y \frac{\partial T}{\partial y} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \\ = \mu \left[\left(\frac{\partial V_x}{\partial y} \right)^2 + \left(\frac{\partial V_z}{\partial y} \right)^2 \right] + \lambda_\mu \frac{\partial^2 T}{\partial y^2}, \end{aligned} \quad (12-29)$$

где вязкость, температура и скорость зависят от координаты y , направленной поперек масляного слоя, а λ_μ — теплопроводность масла.

При изменении вязкости масла поперек слоя уравнение Рейнольдса для прямоугольного башмака примет вид

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(m \frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(m \frac{\partial p}{\partial z} \right) = uH; \quad (12-30)$$

$$m = F_0^{-1}(h) [F_1^2(h) - F_2(h) F_0(h)];$$

$$H = - \frac{\partial}{\partial x} [F_0^{-1}(h) F_1(h)];$$

$$F_k(y) = \int_0^y \mu^{-1} y^k dy, \quad k=0, 1, 2.$$

Составляющие скорости масла по осям координат будут равны

$$V_x = u_0 [1 - F_0^{-1}(h) F_0(y)] + [F_1(y) - F_0^{-1}(h) F_1(h) F_0(y)] \frac{\partial p}{\partial x};$$

$$V_z = [F_1(y) - F_0^{-1}(h) F_1(h) F_0(y)] \frac{\partial p}{\partial z};$$

$$V_y = - \int_0^y \left(\frac{\partial V_x}{\partial x} + \frac{\partial V_z}{\partial z} \right) dy.$$

Для определения из выражений (12-29) и (12-30) давления и температуры необходимо иметь граничные условия. В общем случае эти условия будут следующими. На входе в масляный слой температура задана, т. е. $T|_{x=0} = T_2$. На границе между масляным слоем и сегментом температура и тепловой поток непрерывны, т. е.

$$T|_{y=h} = T_c|_{y_c=0}; \quad \lambda_\mu \frac{\partial T}{\partial y} \Big|_{y=h} = \lambda_c \frac{\partial T_c}{\partial y_c} \Big|_{y_c=0},$$

где $h=h(x, z)$ — толщина масляного слоя; λ_c — теплопроводность материала сегмента и T_c — его температура, определяемая в установившемся режиме из уравнения

$$\frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T_c}{\partial y_c^2} + \frac{\partial^2 T_c}{\partial z^2} = 0.$$

На боковых кромках и на тыльной стороне сегмента эта температура удовлетворяет условиям теплообмена с окружающим маслом

$$\lambda_c \frac{\partial T_c}{\partial n} - \alpha_c (T_c - T_0) = 0, \quad (12-31)$$

где n — нормаль к контуру сегмента; α_c — коэффициент теплоотдачи от сегмента к маслу с температурой T_0 .

Коэффициент теплоотдачи на границе масляного слоя с диском обычно принимается либо бесконечно большим (задана температура), либо равным нулю (отвод теплоты отсутствует). Эти условия использованы в работах [39, 62]. При отсутствии бокового растекания и наклоне $\beta=2$ перегрев масла (средний по толщине слоя) уменьшается более чем в два раза при переходе от случая, когда масляный слой теплоизолирован, к другому предельному случаю, когда температура поверхностей тре-

ния равна температуре масла на входе в слой. Указанный результат получен для безразмерного параметра $\lambda_{\mu} l / (\gamma c h^2 u) = 0,1$ (λ_{μ} — теплопроводность масла).

М. Е. Подольский теоретически показал, что температура диска мало отличается от температуры масла на входе в слой, но экспериментально это положение в гидрогенераторах не проверялось.

Совместное решение термогидродинамической задачи для масляного слоя и деталей подпятника весьма сложно, поэтому расчет температур выполняется методом последовательных приближений. Вначале определяется средняя по толщине температура теплоизолированного масляного слоя. Затем эта температура задается на поверхности трения сегмента и определяется его температурное поле при условии (12-31). По найденной температуре сегмента рассчитывается тепловой поток на поверхности трения

$$P_1 = \lambda_c \frac{\partial T_c}{\partial n},$$

который вычитается из выделяемых в масляном слое потерь P_0 в правой части уравнения (12-3), и снова определяется температура слоя. Полученная этим способом температура масляного слоя (для $l/b=0$, $\beta=3$) приведена на рис. 12-5 (штриховая линия). Снижение перегрева в слое при принятых исходных данных весьма существенно.

12-10. ГИДРОСТАТИЧЕСКИЙ ПОДЪЕМ РОТОРА

Как уже отмечалось, при высоких пусковых давлениях на подпятник применяется система принудительной смазки подпятника (ПСП), работающая при пусках и остановках агрегата. В СССР такая система впервые была установлена на агрегатах Братской ГЭС, где пусковое давление на подпятник достигало 3,7 МПа. В дальнейшем на генераторах производства ЛПЭО «Электросила» система ПСП устанавливалась и при меньших пусковых давлениях для уменьшения износа поверхностей трения, облегчения поворотов ротора при ремонтах и ревизиях, для обеспечения пусков сразу после остановки («горячие» пуски) и после длительного останова без предварительного подъема ротора на тормоза-домкраты. На экспортных генераторах система ПСП часто устанавливается по требованию заказчика.

Принципиальная схема системы ПСП приведена на рис. 12-14. Вблизи масляной ванны подпятника, ниже ее не менее чем на 1 м, располагается насосная установка, состоящая из аксиально-поршневого регулируемого насоса 2 и асинхронного электродвигателя. Насос питается маслом из масляной ванны подпятника 10 и при пуске гидроагрегата нагнетает масло в кольцевой трубопровод 9, находящийся внутри ванны и соединенный медными трубками 8 с каждым сегментом подпятника 6.

Для предотвращения выхода масла из слоя в обратном направлении после отключения насоса в каждом сегменте установлены обратные клапаны 7.

Система ПСП содержит также фильтры 1 для очистки масла, манометры 5 для контроля давления в системе, перепускной клапан 3 для обеспечения нормальной работы насоса в начальный период и обратный клапан 4, резервирующий работу клапанов 7.

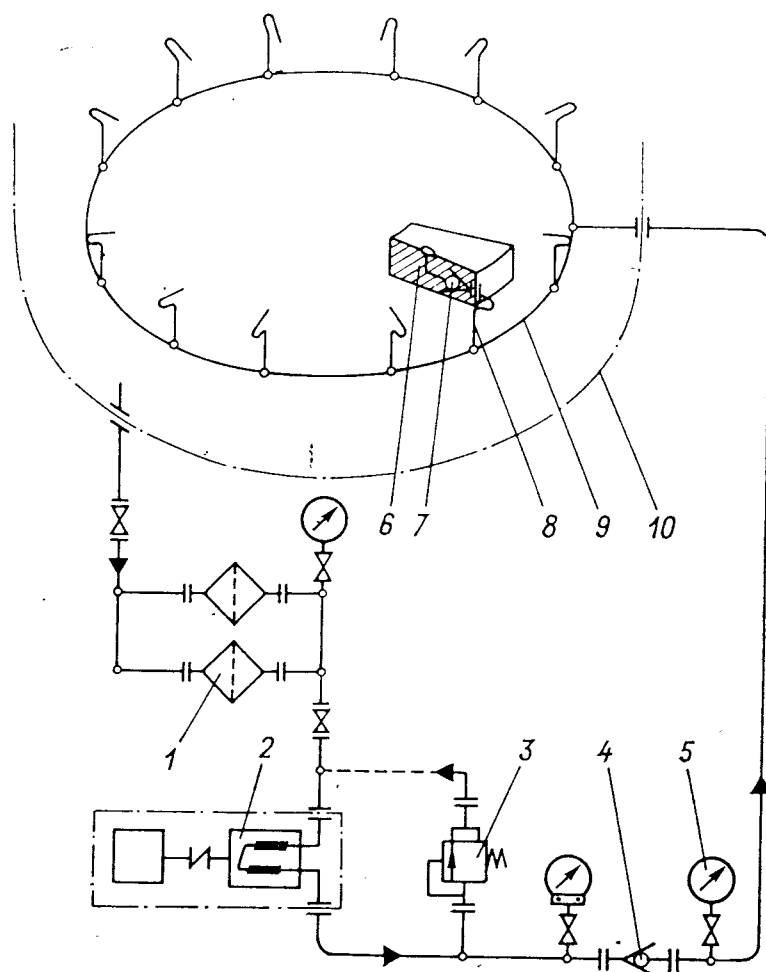


Рис. 12-14. Принципиальная схема системы ПСП

Включение системы ПСП при пуске агрегата производится за 10 с до подачи команды на открытие направляющего аппарата турбины, и масло подается до момента достижения агрегатом номинальной частоты вращения. Насосная установка включается также при торможении агрегата и работает до полной его остановки.

В сегментах подпятника имеются отверстия, которые оканчиваются на рабочей поверхности конусной камерой (рис. 12-15). В радиальном направлении камера располагается на диаметре, примерно совпадающем с диаметром расположения опор сегментов, а в окружном — между геометрической осью сегмента и осью опоры. Глубина камеры h_k принимается равной 0,2—0,3 мм, а ее диаметр D_k , составляющий 200 мм на генераторах

Братской ГЭС, уменьшен в последнее время до 80—100 мм. Этого достаточно для подъема ротора, хотя площадь камеры составляет всего около 4 % площади сегмента, а максимальное давление насоса не превышает 20 МПа. Производство этого давления на площадь камеры гораздо меньше нагрузки на сегмент. Следовательно, еще до того как ротор поднимется с подпятника, масло по микроуглублениям проникнет за пределы камеры, за счет чего и произойдет подъем ротора.

В работе [39] рекомендуется, чтобы глубина камеры для подачи масла в гидростатическом подпятнике в 50—100 раз превышала рабочую толщину слоя пленки, а линейный размер камеры составлял около 50 % размера сегмента. Эта рекомендация неприемлема для подпятника гидрогенератора, работающего и в гидродинамическом режиме, так как камера больших размеров сильно снижала бы несущую способность подпятника в этом режиме.

Для правильного выбора размеров и места расположения камеры подачи масла необходимо найти распределение давления над сегментом с учетом реальной формы масляного слоя. Распределение давления вне зоны подачи по-прежнему опи-

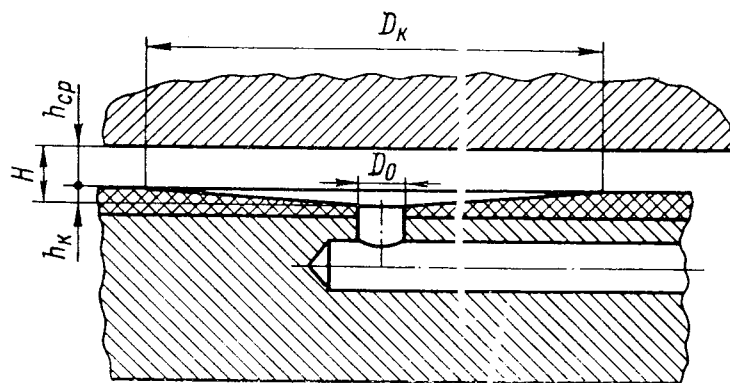


Рис. 12-15. Подача масла на поверхность трения

сывается уравнением (12-5), а наличие подачи необходимо учесть в граничном условии. Если бы глубина камеры была на много больше толщины масляного слоя, то на границе камеры давление можно было бы считать постоянным и равным давлению в подающем отверстии. При этом предположении совместное действие подачи масла и движения диска рассмотрено в работе [51]. Решение уравнения (12-5) отыскивается в указанной работе в виде $p = p_1 + p_2$, где p_1 — функция, характеризующая наличие камеры и обращающаяся в бесконечность в нескольких «источниках» — точках, лежащих внутри контура камеры; p_2 — функция, не зависящая от наличия и размеров камеры. Постоянные в выражениях для функций выбираются так, что давление равно заданному значению на контуре подушки и в нескольких точках камеры, т. е. на окружности радиусом r . Число этих точек совпадает с принятым числом «источников».

В работе [51] приведены результаты расчетов, выполненных при четырех «источниках», расположенных на окружности, радиус которой вдвое меньше наружного радиуса камеры. Для облегчения решения толщина масляного слоя принята в виде $h_0 e^{\beta x}$. Пользуясь результатами этой работы, можно определить

расход масла, обеспечивающий создание масляного слоя с наименьшей толщиной h_1 при невращающемся роторе:

$$Q = q_r \frac{p_{\text{ср}} h_1^3}{\mu}; \quad q_r = \frac{b}{l} \frac{q_{2r}}{12 \bar{N}_r}.$$

Эта формула дает расход масла на одну подушку, а значения коэффициентов q_{2r} и \bar{N}_r приведены в работе [63] для случая, когда масло подается в центре подушки.

При вращающемся роторе толщина слоя определяется уравнением

$$q_r \left(\frac{h_1}{l} \right)^3 + q_{2r} \frac{\bar{N}_\omega}{\bar{N}_r} \frac{h_1}{l} \bar{u} - \bar{Q} = 0, \quad (12-32)$$

где

$$\bar{Q} = Q\mu / (p_{\text{ср}} l^3); \quad \bar{u} = u\mu / (p_{\text{ср}} l).$$

Необходимое давление на контуре камеры p_k определяется равенством

$$p = \frac{p_k}{p_{\text{ср}}} = \left[\frac{b}{2l} + 6 \bar{N}_\omega \bar{u} \left(\frac{l}{h_1} \right)^2 \right] \bar{N}_r^{-1}, \quad (12-33)$$

а эксцентриситет опоры

$$\varepsilon = 0,5 - \frac{l}{b} \left[2 \bar{p} \bar{S}_r - 12 \bar{S}_\omega \bar{u} \left(\frac{l}{h_1} \right)^2 \right]. \quad (12-34)$$

Учитывая, что глубина камеры сравнима с толщиной масляного слоя, давление можно считать известным только на контуре подающего отверстия. Чтобы оценить давление на контуре камеры, решим задачу в предположении, что изменением толщины слоя вдоль контура камеры можно пренебречь.

Таблица 12-7

$h_{\text{ср}}/h_k$	Значение коэффициента q при D_0/D_k , равном			
	0,05	0,10	0,20	0,30
1	0,728	0,608	0,468	0,372
2/3	0,481	0,412	0,325	0,263
3/7	0,292	0,256	0,209	0,172
1/3	0,217	0,183	0,160	0,133
1/4	0,154	0,139	0,117	0,098
3/17	0,102	0,094	0,080	0,068
1/9	0,060	0,056	0,048	0,042

При осесимметричном течении расход масла через любую цилиндрическую поверхность радиусом r равен $2\pi r G_r$ или с учетом формулы (12-2)

$$r h^3 \frac{dp}{dr} = - \frac{6\mu}{\pi} Q,$$

где Q — расход масла, подаваемого насосом на сегмент.

При камере, показанной на рис. 12-15,

$$h = a(1 - \gamma r); \quad a = \frac{HD_k - h_{cp}D_0}{D_k - D_0}; \quad \gamma = \frac{2h_k}{HD_k - h_{cp}D_0},$$

и, следовательно (при постоянной вязкости),

$$p_H - p(r) = \frac{6\mu Q}{\pi a^3} [F(\gamma r) - F(\gamma r_0)].$$

Здесь p_H — давление в подающем (наружном) отверстии и

$$F(\gamma r) = (1 - \gamma r)^{-1} + 2(1 - \gamma r)^{-2} + \ln \gamma r - \ln(1 - \gamma r).$$

Если падение давления на участке от подающего отверстия до края камеры представить в виде

Таблица 12-8

$$p_H - p_k = q \left(\frac{h_{cp}}{h_k}, \frac{D_0}{D_k} \right) \times \frac{6\mu Q}{\pi h_{cp}^3},$$

то коэффициент q будет иметь значения, приведенные в табл. 12-7.

$\bar{u} \cdot 10^6$	Значение давления подачи масла p_H/p_{cp} при	
	$\bar{Q} = 10^{-11}$	$\bar{Q} = 2 \cdot 10^{-11}$
0	3,9	4,2
0,5	2,0	2,4
1,0	1,3	1,8

С учетом выражения (12-33) найдем необходимое давление подачи масла:

$$p_H = p_{cp} \left[\bar{p} + \frac{6q}{\pi} \left[\left(\frac{2}{1 + \beta} \right)^3 \frac{\bar{Q} l^3}{h_1^3} \right] \right].$$

Зависимость этого давления от скорости \bar{u} при $D_0/D_k = 0,1$, $\varepsilon = 9\%$, $l/b = 1$ и $r = 0,1l$ приведена в табл. 12-8.

ГЛАВА ТРИНАДЦАТАЯ

КРЕСТОВИНЫ, НАПРАВЛЯЮЩИЕ ПОДШИПНИКИ, МАСЛЯНЫЕ ВАННЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

13-1. КРЕСТОВИНЫ

Назначение и разновидности крестовин. При вертикальном расположении вала, как было отмечено в гл. 7, гидрогенераторы оснащаются специальными конструктивными узлами, которых нет в горизонтальных электрических машинах. Одним из таких узлов являются крестовины.

Применяется много разновидностей крестовин, подробное описание их дано в работах [37, 38]. Несмотря на многочисленность исполнений, различаются два основных типа: грузонесущие, или опорные, крестовины и негрузо-

несущие. Первые воспринимают и передают на фундамент или статор значительные по значению аксиальные усилия от подпятника и одновременно радиальные усилия от направляющего подшипника.

В гидрогенераторах подвесного исполнения опорными крестовинами являются верхние (поз. 14 на рис. 7-1); в зонтичных машинах, когда подпятник не может быть установлен на крышке турбины, опорной служит нижняя крестовина (поз. 1 на рис. 7-3).

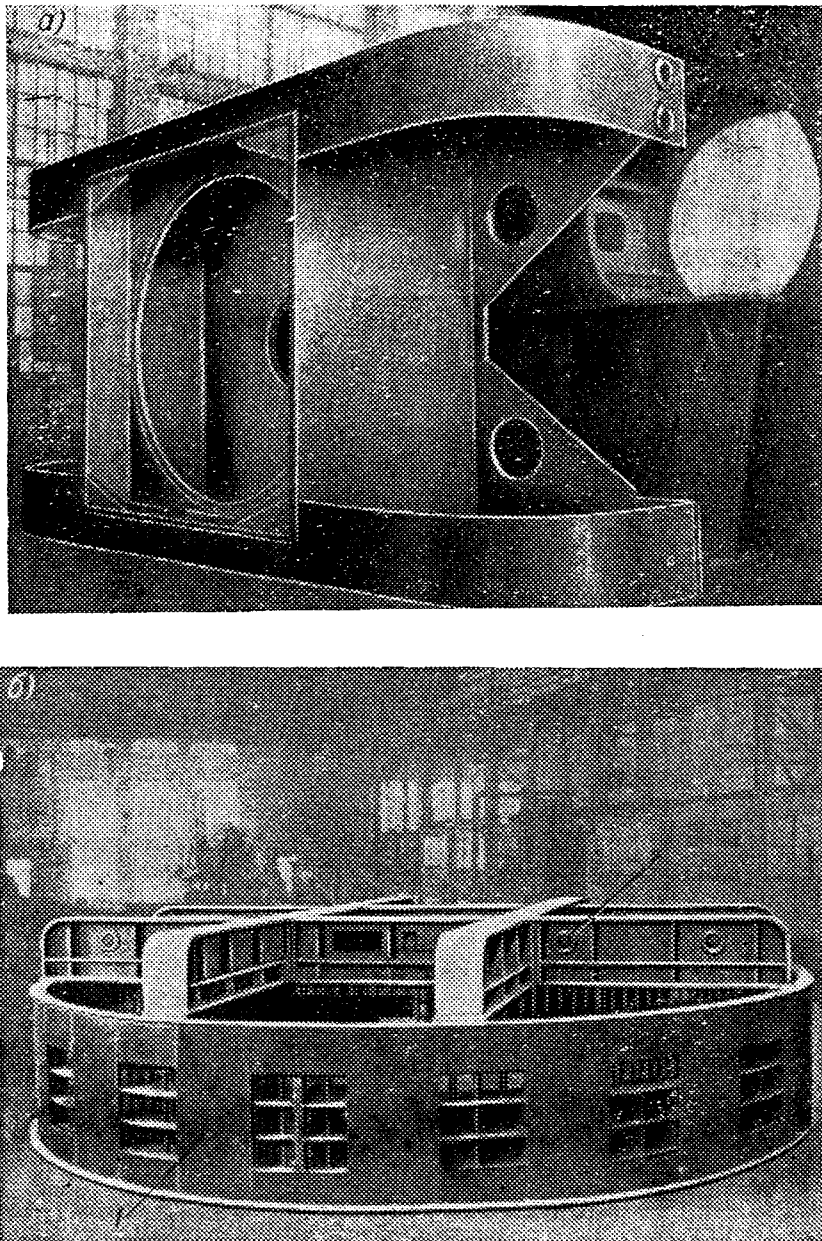


Рис. 13-1. Мостовая опорная крестовина гидрогенератора подвесного типа:
а — с двумя балками; б — с четырьмя балками
1 — статор; 2 — верхняя крестовина

Кроме восприятия нагрузок от подпятника и направляющего подшипника, опорные крестовины выполняют также дополнительные функции. В подвесных машинах на верхней крестовине могут располагаться некоторые неподвижные узлы агрегата: станины возбудителей, статоры вспомогательных генераторов, маслоприемники турбин и пр. Кроме того, крестовина поддерживает перекрытие шахты генератора, обычно расположенное на уровне пола машинного зала. На опорных крестовинах зонтичных генераторов помещают тормоза-домкраты и нижнее перекрытие, отделяющее пространство генера-

тора от турбинного. Эти крестовины рассчитываются не только на нагрузки от подпятника и подшипника, но и на усилия, возникающие при торможении и подъеме ротора.

Негрузонесущие крестовины не несут значительных аксальных нагрузок, а передают только радиальные усилия от подшипников и выполняют те функции, которые для опорных являются вспомогательными.

Существенно влияют на конструкцию крестовин их габариты, которые определяют возможность транспортирования целиком крестовины или необходимость разъема ее на части.

Конструкция опорных крестовин. В зависимости от значения действующих на крестовину сил и длины пролета применяются крестовины двух типов: лучевые и мостовые. При относительно небольших нагрузках и при пролете до 6 м могут применяться неразъемные мостовые крестовины (рис. 13-1) с четырьмя опорными лапами. При значительных нагрузках и больших пролетах, когда требуется увеличить число точек опоры, используют лучевые

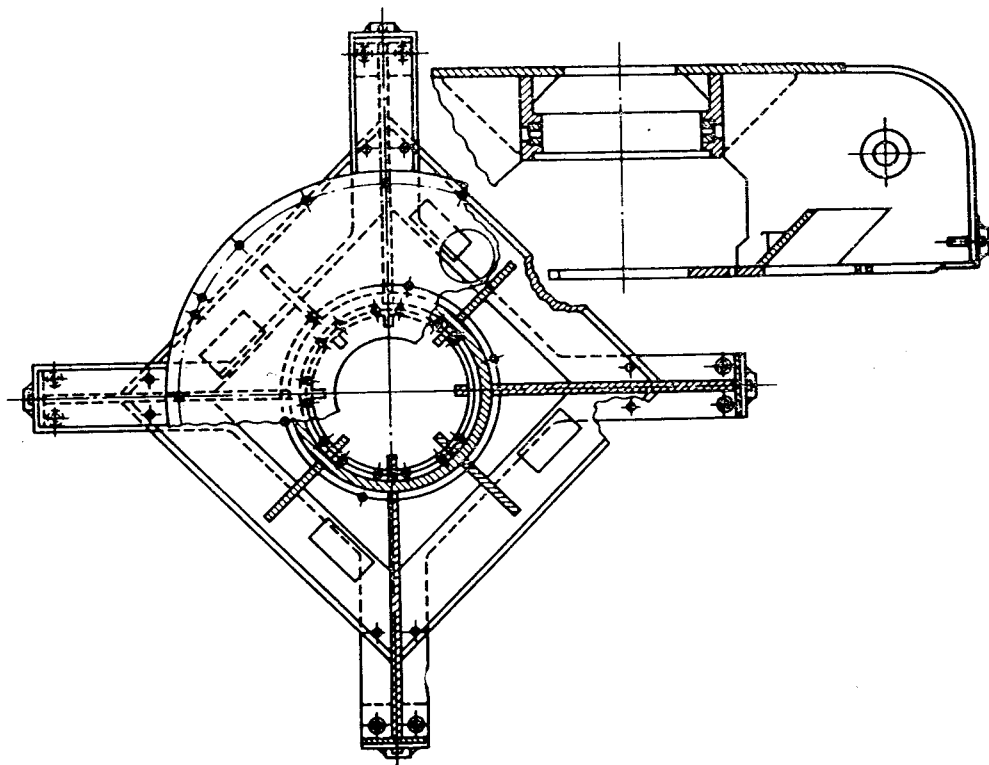


Рис. 13-2. Крестообразная опорная крестовина гидрогенератора подвесного типа

крестовины. Такие крестовины имеют центральную часть с габаритами, максимально допустимыми по транспортным возможностям, и радиально направленные отъемные лучи-лапы двутаврового сечения. Самые крупные из выполненных лучевых крестовин, воспринимающие нагрузку 20 МН при пролете 11 м, имеют 12 лап.

Как разновидность лучевой опорной крестовины для небольших по диаметру, обычно быстроходных гидрогенераторов находят применение так называемые крестообразные неразъемные крестовины с четырьмя лучами, более симметричные по жесткости, чем мостовые (рис. 13-2).

Опорные крестовины различаются также по размещению подпятника. Применяются два исполнения: с подпятником, находящимся внутри центральной части крестовины (см. рис. 7-3 и 13-3), и с подпятником, вынесенным из нее (см. рис. 7-1 и 7-2).

В первом варианте в общей ванне с подпятником устанавливается и направляющий подшипник. Во втором — подпятник вынесен из крестовины и находится в нежестком баке. При этом подшипник помещают в самой крестовине, в отдельной ванне, которая обладает нужной жесткостью.

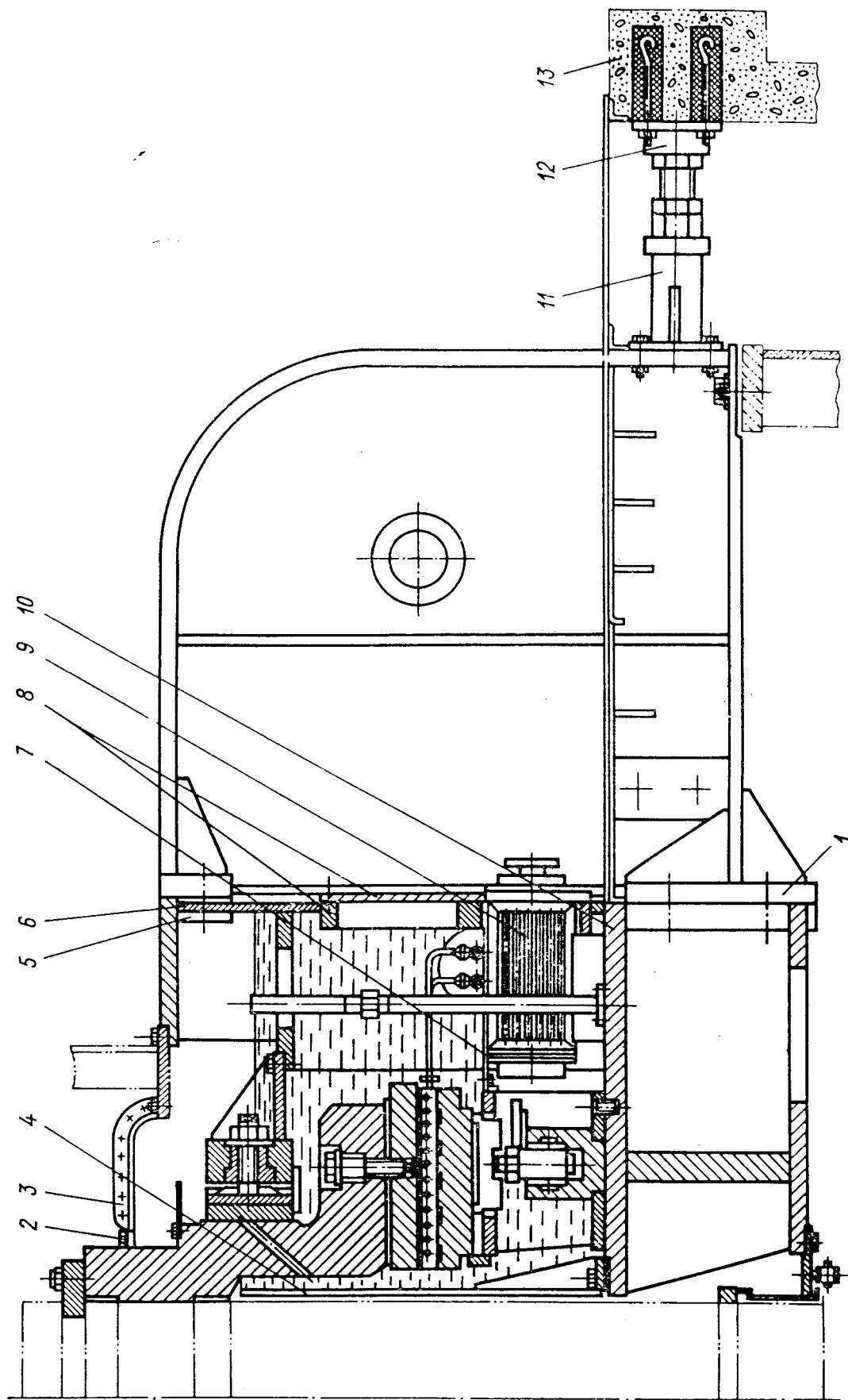


Рис. 13-3. Верхняя крестовина лучевого типа со встроенными подпятником и подшипником

1 — нижняя стыковая плита; 2 — уплотнение; 3 — крышка ванны; 4 — выгородка ванны; 5 — верхняя стыковая плита; 6 — стенка ванны; 7 — маслоразделительный щит; 8 — люк; 9 — маслоохладитель; 10 — дно масляной ванны; 11 — распорный домкрат; 12 — плита; 13 — фундамент

Несмотря на то что в последнем случае для подшипника требуются самостоятельные системы трубопроводов, маслоохлаждения и уплотнений, обеспечить надежность крестовины значительно проще, так как ее сварные швы, воспринимающие большую нагрузку, не должны одновременно быть маслостойкими, а маслостойкие швы масляной ванны не подвергаются существенным нагрузкам.

Для лучевой крестовины имеется несколько конструктивных решений узла крепления отъемных лап к центральной части. Этот узел подвергается воздействию изгибающего момента и перерезывающих сил и является наиболее напряженным в крестовинах. На рис. 7-2 показана крестовина, в которой нижняя полка лап пропускается под диск центральной части и крепится к нему при помощи припасованных шпилек, работающих на срез. Вверху лапа крепится к центральной части при помощи вваренных стыковых плит со стяжными шпильками.

В настоящее время большое применение имеет конструкция, в которой лапы соединяются с центральной частью двумя парами стыковых плит — сверху и снизу (см. рис. 7-1, 7-3 и 13-3). Под воздействием нагрузки верхний пояс крестовины испытывает сжатие, и верхние стяжные шпильки разгружаются от первоначального усилия затяга. Нижний стык, наоборот, подвергается растяжению, и его шпильки получают дополнительные напряжения. Вертикальные усилия от перерезывающих сил воспринимаются горизонтальными штифтами, расположенными в плитах на стыке лап с центральной частью.

В радиальном направлении лапы крестовин укрепляются домкратами или упорными болтами, распертыми в фундаментные плиты (см. поз. 12 на рис. 7-1, рис. 7-2, 7-4).

Требования к жесткости и прочности узлов крестовины. Значения вибраций опорных крестовин в вертикальном и горизонтальном направлениях лимитированы стандартом. По ГОСТ 5616—81 на гидрогенераторы колебания не должны превышать 0,18 мм для агрегатов с номинальной частотой вращения до 100 об/мин, 0,15 мм — для машин до 187,5 об/мин, 0,10 мм — для машин до 375 об/мин и 0,07 мм — для более быстроходных.

Горизонтальные вибрации, вызываемые главным образом магнитным и механическим небалансами, передаются через направляющий подшипник. Вертикальные вибрации, воспринимаемые подпятником, возникают в основном из-за наличия переменных составляющих осевого усилия, действующего на рабочее колесо турбины, а также вследствие некоторой неперпендикулярности плоскости трения диска подпятника к оси вала. Чтобы противостоять этим нагрузкам, опорные крестовины должны обладать необходимой жесткостью и прочностью. Для этого их выполняют достаточно высокими, обеспечивая этим необходимый момент инерции сечения центральной части. Так, крестовины с осевыми нагрузками от 10 МН и выше имеют высоту 2—2,3 м. Кроме необходимой жесткости, такая высота обеспечивает возможность размещения и удобного обслуживания в центральной части крестовины направляющего подшипника, контактных колец со щеточным аппаратом, регуляторного генератора, трубопроводов с арматурой и пр. По этим причинам грузонесущие крестовины подвесных гидрогенераторов выступают над уровнем машинного зала.

Негрузонесущие крестовины. Эти крестовины подвергаются небольшим усилиям, и их конструкция проще, чем опорных. Даже в подвесных гидрогенераторах, где нижние крестовины воспринимают дополнительную нагрузку от тормозов-домкратов (поз. 10 на рис. 7-1), не требуется большого их усиления, так как тормоза располагаются вблизи опор.

Чаще всего негрузонесущие крестовины (верхние и нижние) выполняются лучевыми, причем нижние, когда диаметр шахты мал, могут быть цельными — без разъемов по лапам. Применяются также нижние крестообразные двухбалочные крестовины, на которых тормоза располагаются четырьмя сосредоточенными группами (рис. 13-4).

Верхние лучевые негрузонесущие крестовины чаще всего выполняются небольшой высоты — около 1 м, достаточной только для размещения ванны направляющего подшипника. Такая крестовина располагается под перекры-

тием, а на ее центральной части, выше перекрытия, устанавливается подставка с размещенными в ней контактными кольцами, траверсой со щетками, регуляторным генератором и маслоприемником турбины (см. рис. 7-3, 7-4 и 13-5).

В некоторых случаях верхние негрузонесущие крестовины выполняются по высоте примерно такими же, как опорные (но меньшей жесткости). Дополнительных подставок они не имеют, а контактные кольца и регуляторный генератор размещаются непосредственно в центральной части — над ванной

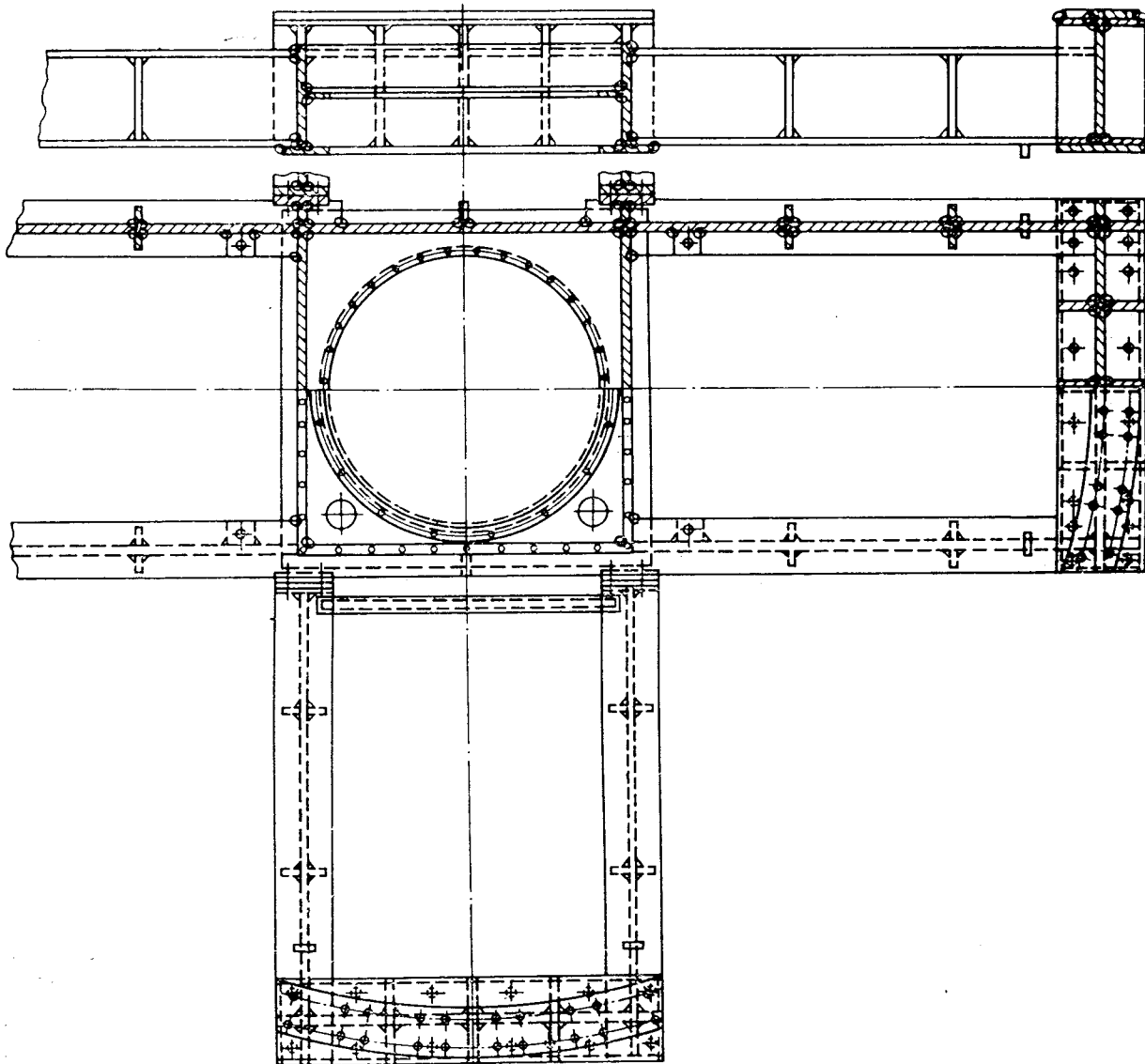


Рис. 13-4. Крестообразная нижняя крестовина гидрогенератора подвесного типа

подшипника. При наличии маслоприемника он ставится непосредственно на крестовину. Для удобства обслуживания этих узлов с перекрытия предусматриваются лестничные спуски.

Эксплуатационные требования к крестовинам. Конструкция вертикальных гидрогенераторов такова, что основные ее узлы, которые требуют наблюдения, обслуживания и разборок при ревизиях и ремонтных работах, расположены в зонах верхней и нижней крестовин. Постоянного наблюдения требуют контактные кольца и их щеточные аппараты, которые чаще всего расположены в центральной части верхней крестовины или в подставке, стоящей на ней. Регуляторный генератор, тормозная система, трубопроводы воды и масла с арматурой от масляных ванн и системы маслоохлаждения, а также приборы управления этими устройствами и их контроля также размещены

в зонах крестовин. Поэтому при разработке компоновок крестовин вопросам доступности для наблюдения и обслуживания всех этих устройств, а также для ревизий подшипника и подшипников придается первостепенное значение.

На форму и конструкцию верхних крестовин, подставок под маслоприемник, ограждений и лестниц влияют требования технической эстетики, предъявляемые к сопряжению узлов генератора и турбины, а также к связи гид-

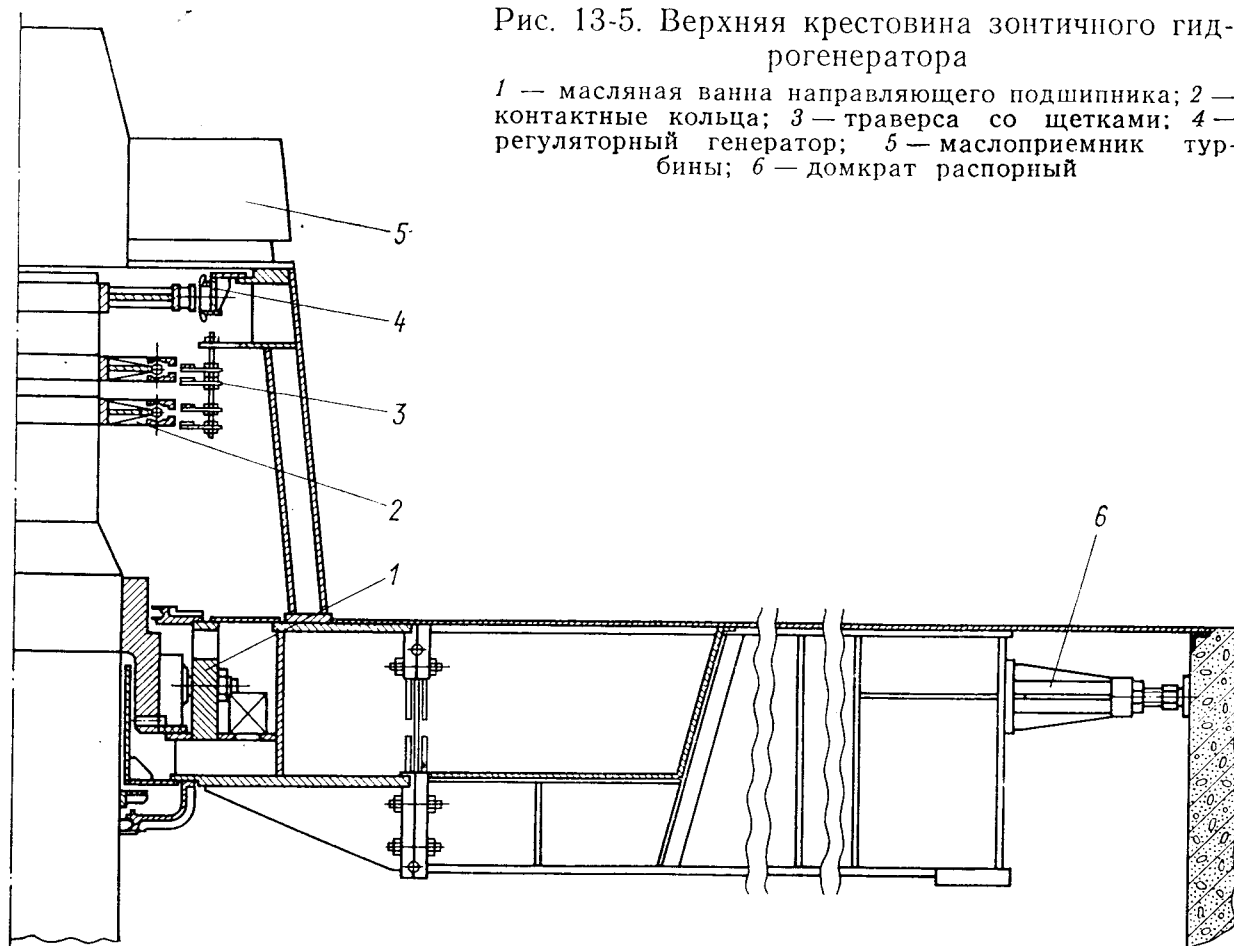


Рис. 13-5. Верхняя крестовина зонтичного гидрогенератора

1 — масляная ванна направляющего подшипника; 2 — контактные кольца; 3 — траверса со щетками; 4 — регуляторный генератор; 5 — маслоприемник турбины; 6 — домкрат распорный

роагрегата с машинным залом ГЭС. На рис. 7-1—7-4 представлены различные решения этих узлов для агрегатов гидроэлектростанций Нурекской, Братской, Иркутской и Зейской.

13-2. НАПРАВЛЯЮЩИЕ ПОДШИПНИКИ

Конструкция направляющих подшипников. В современных гидрогенераторах применяются сегментные направляющие подшипники, работающие на самосмазке (без принудительной циркуляции масла). Сегменты, каждый из которых представляет собой часть кольца, расположены в масляной ванне вокруг шейки вала. Для смазки трущихся поверхностей они примерно на $\frac{1}{3}$ — $\frac{1}{2}$ своей высоты погружены в масло. Благодаря капиллярному эффекту масло поднимается и растекается по всей поверхности шейки вала и сегментов, обеспечивая таким образом смазку непогруженной части подшипника.

Поверхность трения сегментов облицована баббитом. В радиальном направлении каждый сегмент имеет опору, причем в различных конструкциях опирание происходит либо в точке, либо по линии. В первом, наиболее распространенном, случае сегменты опираются на сферические поверхности регулируемых болтов. Для облегчения образования зазора клиновидной формы предусматривается эксцентриситет — смещение оси опоры относительно середины сегмента на 6—8 % в сторону вращения вала. Средняя величина

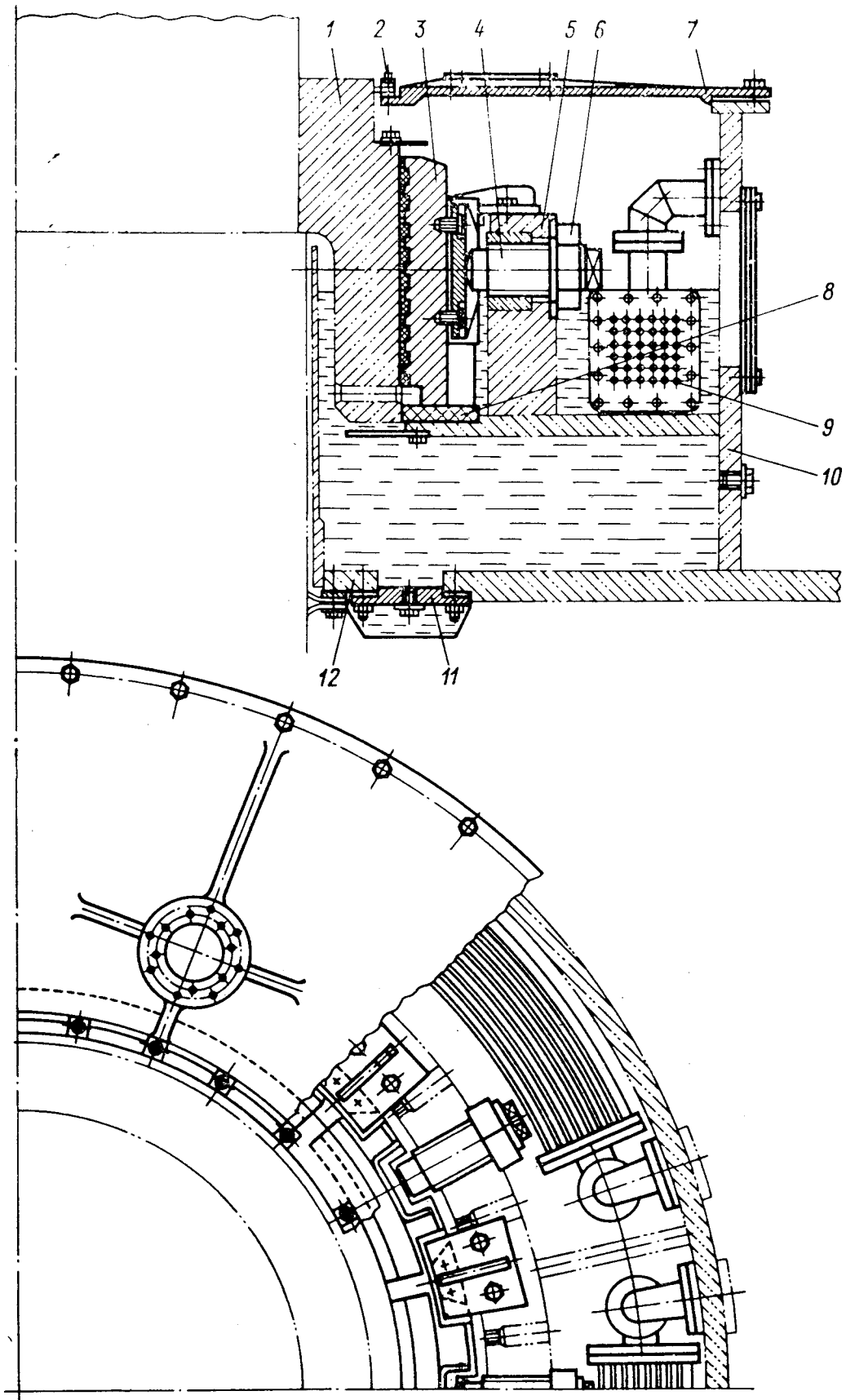


Рис. 13-6. Сегментный направляющий подшипник в масляной ванне верхней крестовины зонтичного гидрогенератора

одностороннего зазора обычно принимается 0,12—0,2 мм (меньшие значения для более быстроходных машин).

На рис. 13-6 представлена конструкция подшипника и одна из наиболее распространенных компоновок его в масляной ванне крестовины. Подшипник состоит из сегментов 3, охватывающих шейку вала 1; опорных болтов 4, размещенных в гнезде крестовины 5; контрящих гаек 6 и изоляционных планок 8, поддерживающих сегменты подшипника снизу. Опорный болт упирается в съемный сухарь, который выполнен в форме седла, и удерживает сегмент в тангенциальном направлении. Сухарь изолирован от тела сегмента фасонной прессованной коробочкой; последняя вместе с изоляционными поддерживающими планками защищает поверхность трения от подшипниковых токов.

Удобство эксплуатации таких подшипников обуславливается легкостью установки зазора путем регулирования опорного болта. Сборка и разборка также не представляют затруднений, так как отдельные сегменты имеют относительно небольшие размеры и массу.

Для подачи смазки на трущиеся части по всей их высоте часто в шейке вала выполняют радиальные отверстия (рис. 13-6), которые работают наподобие центробежных насосов. Масло, проходящее через зазор, нагревается тепловыми потерями от трения и охлаждается затем трубчатыми охладителями 9, расположенными в масляной ванне подшипника.

Приведенная на рис. 13-6 компоновка получила широкое распространение в отечественных гидрогенераторах. Большинство верхних подшипников зонтичных и нижних подшипников подвесных гидрогенераторов выполняется таким образом.

Усилия, действующие на направляющие подшипники. При эксплуатации гидрогенераторов всегда имеются факторы, которые создают радиальные усилия, действующие на подшипники. К ним относятся магнитный и механический небалансы, а также некоторое искривление линии вала. Конечно, заранее весьма затруднительно предугадать величины механического небаланса или отклонения размера воздушного зазора от номинального.

Практикой проектирования выработан метод проверки выбранных сегментов подшипника на работоспособность, а также опорных болтов и баббитового покрытия сегментов на прочность.

Исходя из номинальных данных и конструктивных соображений, предварительно задают следующие величины: d — диаметр шейки вала, м; H — осевую длину сегментов (высоту), м; B — тангенциальную длину сегмента, м; m — число сегментов; n — частоту вращения, об/мин. Затем определяют допустимую нагрузку в меганьютонах на каждый подшипник для номинальной и угонной частот вращения по формуле

$$P_{\text{доп}} = 3 \cdot 10^{-2} n S^2 k,$$

где $S = dH$ — площадь проекции шейки вала; $k = mB/(\pi d)$ — коэффициент заполнения подшипника. При этом принято, что вязкость масла в зазоре составляет $\mu = 43 \cdot 10^{-3}$ Па·с, отношение минимальной толщины масляного слоя к зазору подшипника находится в пределах 0,25—0,5, а отношение размеров сегмента $B/H = 0,75 \div 1,3$.

Правильность выбора размеров и числа сегментов проверяется сравнением допустимой нагрузки $P_{\text{доп}}$ с магнитным и механическим небалансами, которые можно ожидать при эксплуатации.

Исходя из возможного отклонения воздушного зазора от номинального значения на $\pm 10\%$ одностороннее магнитное тяжение в меганьютонах определяется следующим образом:

$$Q = 0,03 D_i l_t,$$

где D_i и l_t — диаметр расточки и длина сердечника статора, м.

Аналогично, задаваясь механическим небалансом в 0,1% массы обода ротора с полюсами, получают значение центробежной силы небаланса в меганьютонах:

$$C = 11 G_p R (n/1000)^2 10^{-6},$$

где G_p — масса обода ротора с полюсами, кг; R — радиус по центру тяжести обода с полюсами, м; n — частота вращения: номинальная $n_{\text{ном}}$ или угонная n_y , об/мин.

Усилия Q и C распределяются между всеми подшипниками агрегата, но для определенности принимают, что они воспринимаются только двумя подшипниками, ближайшими к ротору. Поэтому при наличии двух подшипников генератора подшипник турбины в расчет не берется.

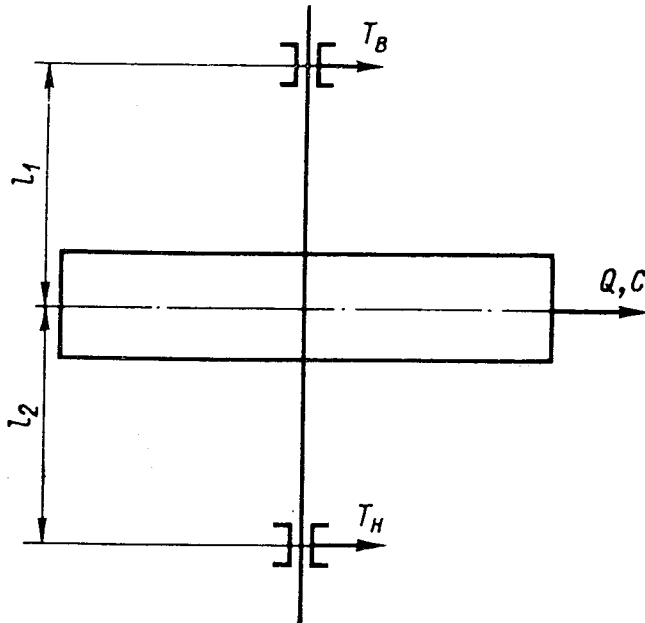
На верхний подшипник действует сила (рис. 13-7)

$$T_{\text{в}} = T_{\text{в}Q} + T_{\text{в}C} = (Q + C) l_2 / (l_1 + l_2),$$

а на нижний

$$T_{\text{н}} = T_{\text{н}Q} + T_{\text{н}C} = (Q + C) l_1 / (l_1 + l_2).$$

Полученные значения $T_{\text{в}}$ и $T_{\text{н}}$ должны быть не более $P_{\text{доп}}$ как для номинальной частоты вращения, так и для угонной. Естественно, что при угоне составляющая от магнитного небаланса Q равна нулю.



Возможно, однако, аварийное состояние гидрогенератора вследствие образования двух точек заземления в обмотке возбуждения. Возникающее при этом шунтирование полюсов, расположенных между этими точками, вызывает одностороннее магнитное тяжение, весьма значительное при отключении половины полюсов.

Для определения максимально возможного усилия тяжения между статором и ротором в меганьютонах пользуются формулой

$$Q_{\text{к.з}} = 12D_i l_t \alpha \left(\frac{B_{\delta}}{5} \right)^2,$$

Рис. 13-7. К расчету направляющих подшипников

где α — коэффициент полюсного перекрытия; D_i и l_t — диаметр расточки и длина сердечника статора, м; B_{δ} — индукция в зазоре, Тл.

Между подшипниками сила $Q_{\text{к.з}}$ распределяется в том же соотношении, что и силы Q и C , и составляет, например, для верхнего подшипника

$$T_{\text{в.к.з}} = Q_{\text{к.з}} l_2 / (l_1 + l_2).$$

Усилие $T_{\text{к.з}}$ одностороннее и потому воспринимается не всеми сегментами. Для обеспечения прочности подшипника рекомендуется, чтобы давление от этого усилия на баббитовую облицовку $p_{\text{max}} = 4 / (B H m T_{\text{к.з}})$ не превышало 15 МПа. Прочность опорного болта проверяется на усилии $T_{\text{б}} = 4 T_{\text{к.з}} / m$.

В современных мощных гидрогенераторах величина $Q_{\text{к.з}}$ может оказаться настолько большой, что обеспечение прочности подшипников агрегата и его фундамента представит значительные трудности. Например, в гидрогенераторах Саяно-Шушенской ГЭС $Q_{\text{к.з}}$ может достичь 7,5 МН. По этой причине системой стационарной релейной защиты ГЭС предусмотрена остановка агрегата уже при появлении первой точки заземления с целью ее устранения.

Тепловые потери в подшипнике (для выбора параметров маслоохладителя) в киловаттах можно определить по формуле

$$P_{\text{п}} = \frac{B H m \nu^2}{\delta},$$

где ν — окружная скорость шейки подшипника, м/с; $\delta = 0,15$ мм — односторонний зазор в подшипнике.

13-3. МАСЛЯНЫЕ ВАННЫ

Как указывалось в предыдущих параграфах, масляные ванны бывают совмещенные и отдельные. В первом случае ванна находится внутри центральной части крестовины, обладающей необходимой жесткостью в радиальном и аксиальном направлениях для передачи усилий от подшипника и подпятника. Во втором — подпятник помещается в легком баке, не способном передавать сколько-нибудь значительные усилия. Этот бак устанавливается либо наверху опорной крестовины (см. рис. 7-1 и 7-2), либо на подставке, стоящей на крышке турбины (см. рис. 7-4). Направляющий подшипник в обоих случаях остается в центральной части крестовины.

Масляная ванна подшипника, представленного на рис. 13-6, состоит из стенки 10, дна 11 и так называемой выгородки 12, которая служит внутренней стенкой; сверху ванна закрывается крышками 7 с уплотнениями 2.

Два варианта расположения направляющего подшипника в центральной части верхней крестовины показаны на рис. 7-1 и 7-2. Выбор места для него определяется удобством обслуживания подшипника и других узлов гидротурбины, которые могут находиться в той же зоне, например контактных колец ротора со щеточным аппаратом.

Вынесенная ванна подпятника подвесного гидротурбины представляет собой цилиндр, дном которого служит диск крестовины. Крышка такой ванны может быть съемной (см. рис. 7-2) или выполнена вместе со стенкой (см. рис. 7-1), что предпочтительнее, так как уменьшает возможность протечек масла. Внутренней стенкой ванны является выгородка.

Установка подпятника непосредственно на крестовину представляет определенные удобства в эксплуатации, ибо подъемом стенки ванны вместе с крышкой обеспечивается свободный доступ к подпятнику.

Размеры ванны определяются габаритами подпятника и маслоохладителя, а ее компоновка — необходимостью организации правильной циркуляции и охлаждения масла.

Маслоохладитель чаще всего состоит из нескольких секций, вставляемых в окна боковой стенки и соединяемых между собой трубопроводами вне ванны. Число секций, а следовательно, и окон определяется числом сегментов подпятника: против каждого окна располагается один или два сегмента, так что после выема секции маслоохладителя открывается доступ к подпятнику.

Система щитов, расположенных в горизонтальной плоскости между корпусом подпятника, секциями маслоохладителя и наружной стенкой, обеспечивает проход горячего масла через маслоохладитель, откуда оно в охлажденном состоянии вновь поступает в подпятник.

Внутри ванны, вокруг подпятника, размещается трубопровод подачи масла высокого давления в сегменты, а для предотвращения попадания воздуха в масло (аэрации) применяются различные горизонтальные и вертикальные щитки.

Большое значение придается уплотнениям ванн во избежание прямых протечек масла и выхода масляных паров. Все места стыков отдельных частей, как, например, стенок с дном, крышек люков со стенкой, отдельных секторов корпуса и т. д., уплотняются резиновыми прокладками, шнурами, заливаются эпоксидным лаком. В зазоры между вращающимися поверхностями и крышками ванн устанавливаются резиновые или кожаные манжеты в несколько рядов, а также набор латунных колец, заостренных по внутренней кромке и образующих лабиринтное уплотнение.

Для борьбы с утечками масла также соединяют внутренние полости ванн с атмосферой посредством трубопроводов. Особые трудности представляет борьба с замасливанием зонтичных гидротурбин, где вращающиеся части ротора создают разряжение в непосредственной близости к уплотнениям ванны подпятника и высасывают из нее пары.

У зонтичных гидротурбин с крупными двухрядными подпятниками диаметры ванн нередко превышают 6 м (см. рис. 7-4). Такие ванны в целом виде нельзя перевозить по железной дороге, и потому в тех случаях, когда не представляется возможным перевозить их по воде или по шоссейным

дорогам, они выполняются разъемными. Подобная конструкция представлена на рис. 13-8. Ванна изготовляется из трех частей и сваривается в единое

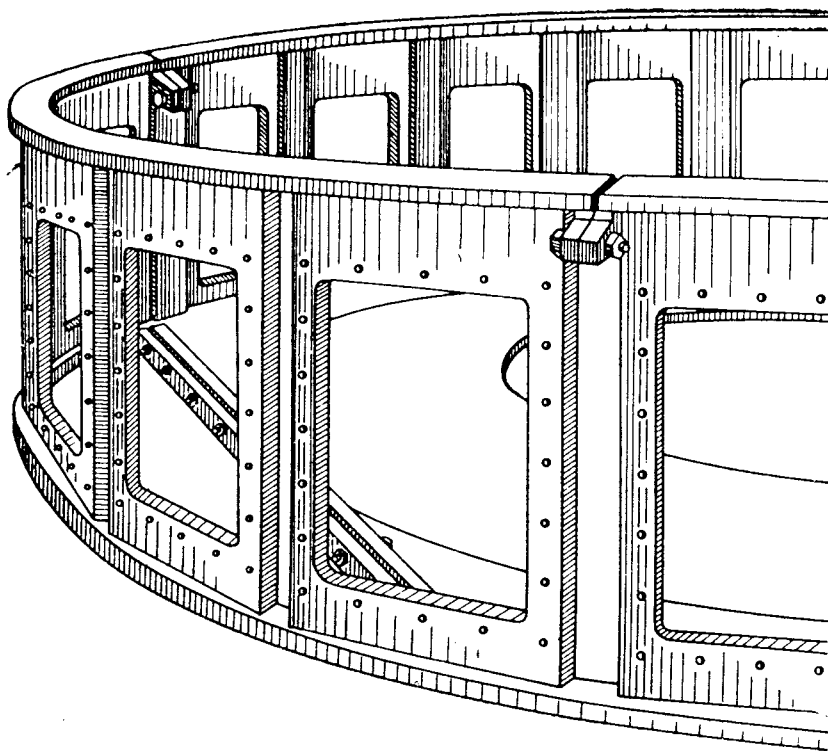


Рис. 13-8. Разъемная масляная ванна крупного подпятника зонтичного гид- рогенератора

целое на монтаже. Средняя часть ванны имеет ширину, несколько превышающую диаметр подпятника, чтобы места ее стыка с боковыми частями не подвергались нагрузкам от подпятника.

13-4. МАСЛООХЛАДИТЕЛИ ПОДПЯТНИКОВ И ПОДШИПНИКОВ

Для охлаждения масла в ваннах подпятника и подшипника используются, как правило, трубчатые маслоохладители, встроенные в масляную ванну. Маслоохладители подпятника и подшипника аналогичны по исполнению, и все сказанное ниже о маслоохладителях подпятника может быть отнесено к охладителям, устанавливаемым в ваннах подшипников.

Конструктивно маслоохладители могут или целиком располагаться внутри масляной ванны, или крепиться на стенке ванны так, что крышка охладителя оказывается снаружи ванны.

В первом случае маслоохладители выполняются в виде коробчатых секций с кольцевыми трубками, окружающими подпятник, и двумя крышками по торцам. Такие секции соединяются между собой последовательно и устанавливаются на дне ванны по возможности ниже сегментов подпятника, чтобы обеспечить доступ к подпятнику без разборки и выема маслоохладителей.

Маслоохладители, которые крепятся к стенке ванны, могут иметь прямые или U-образные трубки, размещенные перпендикулярно стенке [38]. В настоящее время секции маслоохладителей с U-образными трубками получили наибольшее распространение. Они устанавливаются по высоте на уровне сегментов и частично диска подпятника, т. е. в зоне наиболее интенсивной циркуляции горячего масла. Насколько эффективно такое расположение маслоохладителей, можно судить по Братской ГЭС, где установлены как кольцевые маслоохладители на дне масляной ванны, так и U-образные охладители

на уровне сегментов (см. рис. 7-2). На одном гидрогенераторе было произведено охлаждение подпятника сначала только кольцевыми охладителями, затем только U-образными и, наконец, совместно обоими охладителями. При этом с помощью термодатчиков, заложенных в непосредственной близости от поверхности трения сегментов, измерялась их температура. Результаты испытаний приведены в табл. 13-1. Из таблицы видно, что U-образные маслоохладители, несмотря на втрое меньшую длину трубок, обеспечили практически тот же температурный режим в подпятнике, что и кольцевые.

Таблица 13-1

Тип маслоохладителей	Длина трубок охладителя, м	Максимальная температура сегмента, °С
Кольцевые	760	76,5
U-образные	246	77
Кольцевые и U-образные	1006	73,5

Высокая эффективность U-образных охладителей объясняется не только тем, что они устанавливаются в зоне наиболее интенсивной циркуляции масла, но и тем, что у них трубки расположены радиально. При этом омывание маслом оказывается поперечным, а не продольным, как при кольцевом расположении, за счет чего увеличивается коэффициент теплоотдачи маслоохладителя. Отсюда следует, что если при установке кольцевых маслоохладителей рабочая длина трубок принимается 7—9 м на 1 кВт потерь в подпятнике, то для U-образных охладителей это значение может быть снижено до 3,5—4 м/кВт.

Таблица 13-2

Наименование ГЭС	Тип маслоохладителей подпятника	Рабочая длина трубок охладителя L, м	Потери в подпятнике P, кВт	L/P, м/кВт
Братская	Кольцевые	760	124	8,10
	U-образные	246		
Воткинская	Кольцевые	1160	160	7,25
	»	2300	309	7,45
Волжская имени В. И. Ленина	U-образные	1540	400	3,84
	»	3660	950	3,85
Усть-Илимская	U-образные	3240	1200	5,27
	Кольцевые	2550		
Зейская				
Саяно-Шушенская				

В табл. 13-2 приведены данные маслоохладителей некоторых выполненных подпятников.

13-5. РЕГУЛЯТОРНЫЙ ГЕНЕРАТОР

Среди вспомогательных электрических машин, размещаемых на валу гидроагрегатов, особое место принадлежит регуляторным генераторам — небольшим явнополюсным синхронным машинам с возбуждением от постоян-

ных магнитов. Эти генераторы выполняют функцию датчика частоты для регулятора частоты вращения турбины и в зависимости от типа последнего имеют два различных исполнения.

Наибольшее распространение в последнее время получили электрогидравлические регуляторы частоты вращения турбин. Регуляторные генераторы, предназначенные для питания этих регуляторов, выполняются обычно с параметрами $S=0,25$ кВ·А, $V=110$ В, $\cos \varphi=0,8$ и $f=50$ Гц и жестко закреплены на валу гидроагрегатов. Регулятор через входной потенциометр подсоединяется к главным выводам двух фаз генератора, на фазное напряжение третьей фазы подключается электрическое реле оборотов, служащее для выдачи сигналов в схемах пуска, останова, торможения, синхронизации и защиты от угона агрегата.

Второе исполнение регуляторных генераторов используется при применении маятниковых регуляторов частоты вращения гидротурбин. В этом случае параметры регуляторных генераторов определяются типом выбранного реактивного двигателя серии Р0, предназначенного для вращения маятника регулятора.

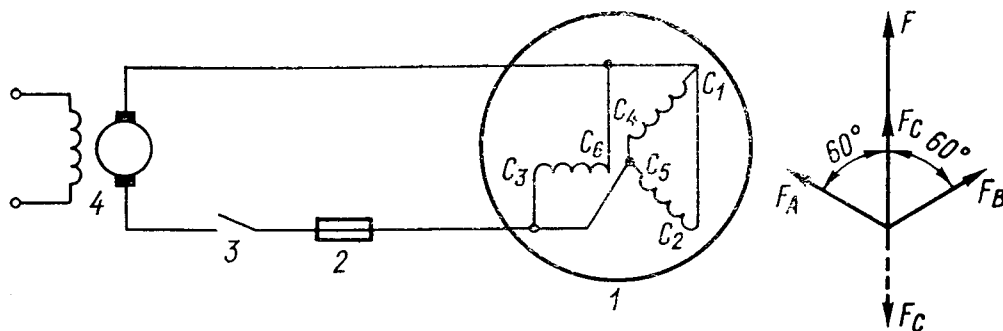


Рис. 13-9. Намагничивание полюсов обмоткой статора

1 — регуляторный генератор; 2 — предохранитель; 3 — рубильник; 4 — генератор постоянного тока

Общим для всех регуляторных генераторов является их возбуждение от постоянных магнитов, что исключает наличие скользящих контактов и обеспечивает благодаря этому максимальную надежность этих машин, выполняющих исключительно ответственную роль в системах регулирования и автоматизации гидроагрегатов.

В отдельных случаях на валах гидроагрегатов устанавливаются углоизмерительные генераторы, конструктивно подобные регуляторным, но служащие для измерения электрического угла между векторами ЭДС генератора и напряжения линии электропередачи.

Намагничивание регуляторных генераторов в собранном виде производится дважды: на испытательном стенде завода перед проведением испытаний машины и на месте установки на валу гидроагрегата для восстановления напряжения, снизившегося в результате частичного размагничивания полюсов при транспортировании ротора отдельно от статора.

В дальнейшем при эксплуатации эпизодически, когда напряжение регуляторных генераторов снижается на 20 % и более, производится их подмагничивание. Практически такая необходимость появляется не ранее чем через 10—20 лет после того, как было осуществлено подмагничивание.

В зависимости от конструкции регуляторных генераторов применяется один из двух наиболее распространенных методов намагничивания полюсов в собранной машине: с помощью специальной намагничивающей обмотки, катушки которой размещаются на полюсах ротора, или с помощью обмотки статора, соединяемой по специальной схеме (рис. 13-9).

Первый из этих методов используется в регуляторных генераторах, роторы которых жестко связаны с валами гидроагрегатов. При такой конструкции метод намагничивания полюсов магнитным полем, создаваемым обмоткой статора, неприемлем, так как обеспечить совпадение оси полюса с вектором намагничивающего поля (обязательное условие намагничивания) прак-

тически не представляется возможным. Размещением же на полюсах ротора катушек намагничивания это условно выполняется автоматически. Достоинствами метода является возможность его применения при любой конструкции генератора, минимальные затраты времени на проведение операции намагничивания и, наконец, возможность одновременного намагничивания по выбору всех или части полюсов, что позволяет использовать для этой цели источник постоянного тока практически любого напряжения. Последнее обстоятельство является весьма важным, так как исключает необходимость подбора специального оборудования для намагничивания и позволяет пользоваться располагаемым обычно на ГЭС (возбудители, аккумуляторные батареи и др.). При этом обмотка намагничивания секционирована на столько частей, чтобы напряжение, необходимое для намагничивания группы полюсов одной секции, не превосходило напряжения располагаемого источника постоянного тока. К недостаткам метода следует отнести необходимость применения используемой весьма редко дополнительной обмотки, требующей место для ее размещения.

Другой метод намагничивания полюсов с помощью пересоединенной обмотки статора применяется в тех случаях, когда ротор регуляторного генератора имеет возможность свободной самоустановки для расположения полюсов по оси магнитного потока, создаваемого статорной обмоткой при намагничивании. Такая возможность создается, когда ротор регуляторного генератора может вращаться в собственных подшипниках. Для этого перед намагничиванием следует снять верхнюю крышку генератора, отвернуть болты, соединяющие муфту и втулку ротора, поднять муфту вместе с валом.

Как видно из рис. 13-9, обмотка статора собирается по схеме, при которой две любые фазы соединяются параллельно, а третья фаза включается встречно. При таком соединении обмотка статора с 60-градусной фазной зоной создает суммарную МДС, равную удвоенной МДС фазы обмотки:

$$F = F_C + (F_A + F_B) \cos 60^\circ = 2F_\phi,$$

если $F_A = F_B = F_C = F_\phi$.

Вектор этой суммарной МДС совпадает с осью фазы обратной полярности (фаза С на рис. 13-9).

Поскольку первоначальное положение ротора произвольно и в общем случае ось полюсов не совпадает с вектором МДС статора, перед полным намагничиванием производится так называемое установочное намагничивание небольшим током для точной установки ротора относительно обмотки статора. Естественно, что поворот ротора небольшим электромагнитным моментом в нужное положение, при котором ось полюса совпадает с вектором магнитного поля статора, возможен лишь в том случае, если собственный маховой момент генератора достаточно мал. Достоинством этого метода является возможность производить намагничивание рабочей обмоткой, не пользуясь специальной вспомогательной обмоткой. К недостаткам метода в первую очередь следует отнести ограниченность области его применения (только для генераторов с роторами в собственных подшипниках), а также необходимость наличия источника постоянного тока с достаточно высоким напряжением (обычно около 500 В).

Независимо от применяемого метода намагничивание полюсов производится путем создания поля в магнитах с индукцией, равной или большей индукции их насыщения. Это достигается подачей постоянного тока в обмотку (намагничивания или статора) длительностью до 1 с, но не менее 0,2 с.

Электрическая схема для намагничивания предусматривает источник постоянного тока, рубильник и предохранитель, рассчитанный на перегорание за указанный промежуток времени. Предохранитель служит защитой от повреждения самой обмотки. Напряжение источника постоянного тока доводится до требуемого значения, затем замыкается рубильник. Размыкание цепи происходит автоматически при перегорании предохранителя.

Как показывает опыт, обычно приходится повторять эту операцию 2—3 раза (с интервалами для охлаждения обмотки). При этом важно, чтобы полярность прикладываемого напряжения оставалась неизменной. Точно так же при использовании намагничивающей обмотки следует следить за тем,

чтобы полярности напряжений, прикладываемых к отдельным секциям, строго соответствовали друг другу, обеспечивая всегда противоположные по знаку МДС намагничивания смежных полюсов.

Для придания стабильности характеристикам генераторов в эксплуатации необходимо, чтобы состояние магнитов соответствовало такой кривой возврата, которая бы исключала возможность снижения их магнитных свойств в результате каких-либо изменений режимов работы генераторов.

На практике применяют два способа стабилизации магнитов — коротким замыканием статора и выемом ротора из статора. Более удобным в эксплуатации является первый способ, который, во-первых, исключает необходимость демонтажа и повторной установки ротора и, во-вторых, исключает изменение выходных данных генератора в результате любых внезапных изменений нагрузки и даже коротких замыканий на выводах.

Стабилизация магнитов производится после их намагничивания. На практике необходимо для полной стабилизации производить два-три коротких замыкания с интервалами для охлаждения обмотки. Во время выполнения этих операций намагничивающая обмотка должна быть разомкнута, по их завершении она замыкается накоротко и служит в качестве дополнительного демпферного контура при работе.

Электромагнитный расчет регуляторных генераторов существенно отличается от общепринятого метода расчета синхронных явнополюсных машин. Это отличие обусловлено спецификой машин с возбуждением от постоянных магнитов, электромагнитная энергия которых для данного сплава, конфигурации магнитов и известных геометрических размеров магнитной цепи вполне определена и не может быть изменена. Поэтому основные данные машины (мощность, напряжение) являются функцией магнитного состояния полюсов и изменения последнего влекут за собой неизбежное изменение выходных параметров.

Таким образом, весь ход расчета синхронных машин с возбуждением от постоянных магнитов становится принципиально иным: на основе предварительно выбранных размеров и характеристик магнитов, а также обмоточных данных статора и размеров магнитной цепи определяются напряжение генератора и его мощность. Если они не соответствуют требуемым, вносятся коррективы в выбранные ранее значения и вновь повторяется расчет.

Марка сплава	Химический состав (основные)				
	Алюминий	Никель	Медь	Кобальт	Титан
ЮНДК18	9,0—10,0	18,0—19,0	3,0—4,0	18,0—19,0	—
ЮНДК18С	6,5—7,5	14,0—15,0	1,5—2,0	18,0—20,0	—
ЮН13ДК24С	7,5—8,0	12,0—13,0	2,0—2,5	23,5—24,5	—
ЮН13ДК24	7,5—8,5	12,5—13,5	2,5—3,5	23,5—24,5	—
ЮН14ДК24	7,5—8,5	13,5—14,5	2,5—3,5	23,5—24,5	—
ЮН15ДК24	7,5—8,5	14,5—15,5	2,5—3,5	23,5—24,5	—
ЮН14ДК24Т2	8,0—9,0	14,0—15,0	3,0—4,0	23,5—24,5	1,5—2,0
ЮН13ДК25А	7,5—8,0	12,5—13,5	3,0—3,5	24,0—26,0	—
ЮН14ДК25А	8,0—8,5	13,5—14,5	3,5—4,0	24,0—26,0	0,2—0,3
ЮН13ДК25БА	7,7—8,1	12,5—13,0	3,0—3,5	24,0—26,0	—
ЮН14ДК25БА	8,0—8,5	13,5—14,0	3,5—4,0	24,0—26,0	0,2—0,3
ЮН15ДК25БА	8,3—8,7	14,5—15,0	4,0—4,5	24,0—26,0	0,2—0,3
ЮНДК31Т3БА	6,8—7,2	13,0—13,5	3,0—3,5	30,5—31,5	3,0—3,5

Примечание. В обозначении марок сплавов буквы означают: Ю — С — кремний, А — столбчатая кристаллическая структура. Цифры указывают

Этот процесс повторяется до тех пор, пока не достигается необходимое совпадение расчетных параметров с заданными. Такой ход расчета — «от ротора к статору», обусловленный практическим постоянством характеристик магнитов, размеры которых по соображениям унификации почти не варьируются, вынуждает изменить и сам метод расчета. Последний должен, во-первых, базироваться на рабочей кривой возврата магнитов, соответствующим образом стабилизированных, во-вторых, исключать необходимость многократного выполнения расчетов до совпадения расчетных параметров с требуемыми.

Выполнение первого условия вызывает необходимость проведения расчета в два этапа: определение рабочей кривой возврата магнитов и затем расчет генератора по предварительно найденной характеристике. Для сокращения затрат времени на проведение расчетов используется графоаналитический метод [38], а сами расчеты производятся в относительных единицах, что позволяет, например, при изменении обмоточных данных статора сохранять все построения и изменять лишь масштабы токов и напряжений.

Поскольку постоянные магниты одного и того же типоразмера и изготовленные из материала одной марки могут из-за возможных отклонений в производстве отливок несколько различаться по своим свойствам, напряжение генератора может отличаться от расчетного значения. Поэтому регуляторные генераторы, работающие с электрогидравлическими регуляторами скорости, выполняются таким образом, чтобы их напряжение находилось в диапазоне 110—160 В. Так как электрическое реле оборотов должно в отличие от регулятора питаться строго определенным напряжением (63 В), рекомендуется предусматривать включение резисторов в третью, свободную, фазу обмотки статора регуляторного генератора.

Генераторы, предназначенные для питания реактивных двигателей, могут иметь значительные отклонения напряжений от номинальных значений, так как реактивные двигатели обеспечивают нормальную работу при снижении напряжения до 40 % и увеличении его до 200 % номинального.

В некоторых конструкциях регуляторных генераторов предусматривается возможность изменения напряжения с помощью использования отпаек в обмотке статора и регулирования воздушного зазора с помощью прокладок под полюсами. Возможно также уменьшение напряжения намагничиванием полю-

Таблица 13-3

компоненты), %			Максимальная магнитная энергия, кДж/м ³	Коэффициентная сила, кА/м	Остаточная индукция, Тл	Отношение В/Н в точке (ВН) _{max} , 10 ⁻³ Тл/(кА/м)
Ниобий	Кремний	Железо				
			не менее			
—	—	Остальное	9,7	55	0,90	15,0—20,0
—	0,5—0,8		14	44	1,10	22,0—28,0
—	0,15—0,25		18	36	1,30	30,0—33,0
—	—		18	40	1,25	25,0—27,5
—	—		18	48	1,20	20,0—22,0
—	—		18	52	1,15	15,0—17,5
—	—		15	60	1,10	16,0—19,0
—	—		28	44	1,40	27,5—30,0
—	—		28	52	1,35	24,0—25,0
0,5—0,8	0,3—0,6		28	48	1,40	26,5—27,5
0,8—1,0	—	28	58	1,30	21,5—24,0	
1,0—1,4	—	28	62	1,25	16,5—21,5	
0,9—1,5	—	32	92	1,15	11,0—14,0	

алюминий, Н — никель, Д — медь, К — кобальт, Т — титан, Б — ниобий, на процентное содержание элемента.

сов не до состояния насыщения магнитов. Последние обычно выполняются из литых магнитно-твердых сплавов на железоникельалюминиевой основе. Марки рекомендуемых сплавов, их химический состав, тип кристаллической структуры и значения магнитных параметров для образцов размеров $40 \times 40 \times 150$ мм приведены в табл. 13-3.

Свойства отливок в значительной мере зависят от режимов термической обработки, включающих в себя охлаждение в определенных интервалах температур в магнитном поле заданной напряженности с известными скоростями охлаждения.

Ввиду отклонений в химическом составе и технологии изготовления отливки могут существенно отличаться по своим магнитным свойствам. На практике разброс параметров магнитов одной партии и разных партий достигает 15—30 %.

Магниты, превосходящие по своим размерам и массе образцы, для которых гарантируются магнитные параметры, могут обладать худшими свойствами. Поэтому для магнитов каждой новой конфигурации определяются средние кривые размагничивания в замкнутом магнитном контуре, которые, как и кривые возврата, являются необходимыми для выполнения расчетов регуляторных генераторов.

13-6. ТОРМОЗНАЯ СИСТЕМА

В отличие от турбоагрегатов тепловых электростанций гидроагрегаты останавливаются часто, особенно на станциях, работающих в пиковых режимах.

Если после отключения от электрической сети и закрытия направляющего аппарата турбины ротор гидрогенератора, обладающий большой маховой массой, не затормозить, он может вращаться продолжительное время, а в некоторых случаях вообще не остановится. Такому длительному вращению тяжелого ротора — вращению «на выбеге» — способствуют, с одной стороны, протечки воды через закрытый направляющий аппарат турбины, с другой — применяемая при остановке подача в подпятник масла под высоким давлением, которая в течение всего цикла остановки поддерживает малый коэффициент трения между диском и сегментами.

Что касается гидрогенераторов, не оборудованных системой подачи смазки в подпятник, то, хотя у них время вращения «на выбеге» короче, для таких машин этот процесс нежелателен, так как при снижении частоты вращения масляная пленка становится все более тонкой, что может в конечном счете привести к полусухому или даже сухому трению и как следствие к повреждению подпятника.

Чаще всего для торможения роторов гидрогенераторов применяются поршневые пневматические тормоза (рис. 13-10), устанавливаемые под тормозным кольцом ротора на нижней крестовине или, при ее отсутствии, непосредственно на фундаменте. Для колодок тормозов применяется нагревостойкий материал ретинакс марки А (ФК-16Л) по ГОСТ 10851—73 с коэффициентом трения по стали 0,3—0,4.

Тормоза служат также домкратами для подъема ротора во время монтажа и ревизий агрегата. Они снабжены упорными поворотными кольцами, которые фиксируют положение поднятого ротора, после чего давление может быть снято. Ход поршня тормоза составляет 60 мм.

В отечественных гидрогенераторах для торможения подается сжатый воздух под давлением $p_T = 0,7 \div 0,8$ МПа от стационарного ресивера или редуцированный до нужного давления воздух из котла маслонапорной установки (МНУ) турбины. Применяемые с этой целью запорный или запорно-редукционный клапаны имеют соленоидный привод и управляются автоматическим устройством торможения.

Для подъема ротора требуется значительно большее усилие, чем при торможении, поэтому для этой цели в тормоза-домкраты нагнетается масло под давлением 10—12 МПа от специальной насосной установки. Так как операцией подъема пользуются редко, этот насос может быть передвижным и обслуживать несколько агрегатов.

Для определения необходимого числа тормозов следует задаться временем торможения t_T и частотой вращения n_T , с которой начнется торможение. Практика эксплуатации большого числа разнотипных гидроагрегатов показывает, что время их торможения лежит в пределах 40—80 с, а частота вращения при начале торможения составляет 18—25 % номинальной.

Как было отмечено выше, закрытый направляющий аппарат турбины может допускать протечку воды. По этой причине ГОСТ 5616—81 содержит требование, что тормозное устройство должно обеспечивать остановку агрегата с учетом вращающего момента, равного 1 % номинального вращающего момента турбины.

Усилие, которое может развить один тормоз с диаметром поршня d в метрах при давлении воздуха p_T в мегапаскалях, составляет в меганьютонах

$$q = \frac{\pi d^2}{4} p_T.$$

Зная динамический момент инерции ротора агрегата и момент, создаваемый протечкой через направляющий аппарат, определяем необходимое число тормозов (при коэффициенте трения $f=0,3$) для торможения:

$$m = \frac{10^{-5}}{q D_T} \left(\frac{J n_T}{842 t_T} + \frac{65 P_{\text{ном}}}{n_{\text{ном}}} \right),$$

где D_T — средний диаметр тормозного кольца, м; J — динамический момент инерции, $\text{кг} \times \text{м}^2$; n_T — частота вращения при начале торможения, об/мин; t_T — время торможения, мин; $P_{\text{ном}}$ — номинальная мощность турбины, кВт; $n_{\text{ном}}$ — номинальная частота вращения, об/мин.

Далее определяем давление масла в мегапаскалях, необходимое для подъема вращающихся частей агрегата массой $G_{\text{аг}}$ в килограммах, при выбранном числе тормозов m :

$$p_M = \frac{4 \cdot 10^{-5} G_{\text{аг}}}{\pi m d^2}.$$

Желательно, чтобы полученное значение p_M не превышало 12 МПа. Когда же это требование не удовлетворяется, следует увеличить число тормозов m .

В ряде случаев при выбранном таким способом числе тормозов и частоте вращения n_T , равной примерно 25 % номинальной, в процессе торможения наблюдаются излишнее нагревание тормозных сегментов и повышенный износ колодок. Подобные явления чаще возникают в очень мощных гидрогенераторах, где работа сил трения при торможении оказывается чрезмерно большой. Эту работу можно оценить следующим образом.

Усилие, развиваемое всеми тормозами, в меганьютонах

$$Q = qm.$$

Момент сил трения при торможении в меганьютонах-метрах

$$M_T = [Q \cdot 0,5 D_T = 0,15 Q D_T.$$

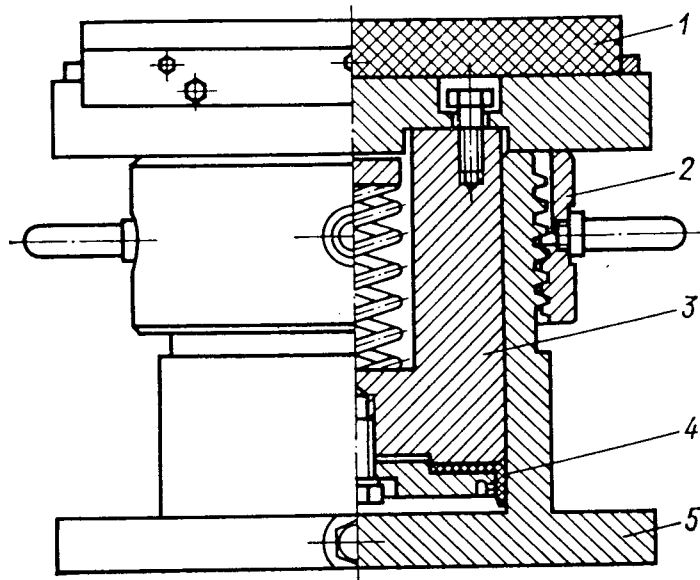


Рис. 13-10. Тормоз-домкрат гидрогенератора

1 — колодка; 2 — поворотное кольцо; 3 — поршень; 4 — манжета; 5 — корпус

Момент от протечки воды при закрытом направляющем аппарате в меганьютонах-метрах

$$M_{\text{пр}} = 0,01 M_{\text{ном}} = 0,975 \cdot 10^{-4} P_{\text{ном}} / n_{\text{ном}},$$

где $M_{\text{ном}}$ — номинальный момент турбины.

Угловая частота при частоте вращения n_{T} в начале торможения

$$\omega_{\text{T}} = \frac{\pi n_{\text{T}}}{30} = 0,105 n_{\text{T}},$$

и время торможения в секундах

$$t_{\text{T}} = \frac{J \omega_{\text{T}}}{(M_{\text{T}} - M_{\text{пр}}) 10^6},$$

где J — динамический момент инерции ротора агрегата, кг·м².

Момент сил трения за время торможения в меганьютонах-метрах

$$M_{\text{тр}} = 0,5 M_{\text{T}} t_{\text{T}} \omega_{\text{T}}.$$

При среднем диаметре тормозного кольца D_{T} и его ширине b в метрах удельный момент сил трения в меганьютонах на метр

$$a = \frac{M_{\text{тр}}}{\pi D_{\text{T}} b} \quad \text{н/м (?)}$$

В выпущенных гидрогенераторах удельный момент сил трения при торможении находится в пределах 4—12 МН/м. В тех случаях, когда это значение приближается к максимальному пределу или превосходит его, желательно начинать торможение с более низкой частоты вращения. Так, например, торможение гидрогенераторов Красноярской ГЭС начинается при частоте вращения, равной 21 % номинальной, а на Саяно-Шушенской ГЭС — при 17,5 %. На тех агрегатах, подпятники которых оборудованы системой подачи смазки под давлением на плоскость трения, снижение частоты вращения, при которой начинается торможение, не представляет опасности.

13-7. ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Для предохранения гидрогенератора от недопустимого перегрева осуществляется контроль за его температурным режимом с помощью штатных термометров и термометрических сигнализаторов, помещенных в узлах гидрогенератора.

Для измерения температуры статоров как с воздушным, так и с внутрипроводниковым водяным охлаждением обмотки применяются термометры сопротивления одного типа. Однако число их и места установки существенно отличаются между собой. При воздушном охлаждении для определения температуры стержней обмотки термометры помещаются между верхним и нижним стержнями, а число их зависит от числа параллельных ветвей обмотки: на каждую ветвь всех трех фаз должно быть установлено не менее двух термометров. Кроме того, для определения нагрева сердечника на дно паза укладывается еще не менее шести штук.

В гидрогенераторах с водяным охлаждением число термометров, которыми измеряется температура обмотки, значительно больше и достигает иногда нескольких сотен. Они устанавливаются по одной штуке в каждой параллельной по ходу воды цепи (обычно под пазовым клином) и измеряют температуру того стержня, который является в ней последним, т. е. самым горячим.

Для измерения температуры сердечника на дне паза помещается еще шесть термометров.

Термометры представляют собой пластинки толщиной 2—2,5 мм, шириной около 10 мм и длиной 200—250 мм, внутри которых запечена спираль из бифилярно намотанной медной проволоки общим сопротивлением 53 Ом при 0 °С. Концы термометров через многоточечный переключатель присоединены к логометру — магнитоэлектрическому прибору со шкалой. Значение омического сопротивления цепи от термометра до логометра должно составлять $5 \pm 0,1$ Ом. Ввиду того что длины проводов от разных термометров, а следовательно, их сопротивления различны, в цепях предусмотрены подгонные катушки, позволяющие установить для всех цепей заданное значение сопротивления.

В последнее время начинают находить применение системы автоматического теплового контроля, позволяющие практически непрерывно регистрировать температуру во многих точках, сигнализировать о достижении опасного уровня нагрева и, наконец, отключать генератор при превышении допустимой температуры. Эти системы после их доработки несомненно получают распространение, а для генераторов с внутриводниковым водяным охлаждением их применение станет обязательным.

Для подпятников и направляющих подшипников применяются термометры сопротивления, заключенные в трубках различной длины и имеющие головки с резьбой для ввинчивания в тело сегмента. В направляющих подшипниках их помещают в двух или четырех сегментах, а в подпятниках — в каждом. Для постоянных измерений, регистрируемых в журнале станции, берутся показания только нескольких термометров, а остальные используются при пуске агрегата и регулировании распределения нагрузки между сегментами подпятника или после его ревизии.

Кроме температуры сегментов контролируется температура масла в ваннах подпятника и подшипников, для чего в каждой ванне устанавливаются два термометра — до входа масла в маслоохладитель и после него.

Для наблюдения за температурой охлаждающего воздуха и равномерностью работы отдельных секций воздухоохладителя термометры сопротивления помещаются на выходе воздуха из них. Кроме того, в двух местах гидрогенератора устанавливаются термометры для измерения температуры горячего воздуха.

Для сигнализации и автоматической остановки генератора в случае достижения его частями опасных температур генератор оборудован термометрическими сигнализаторами. Термосигнализаторы состоят из трубчатого теплоприемника, наполненного парами летучей жидкости; гибкого шланга длиной до 20 м и прибора — индикатора температуры с двумя контактами: для предупредительного сигнала и для отключения. Они устанавливаются по две — четыре штуки в подпятнике, подшипниках и в зоне горячего воздуха. Их показания также регистрируются в журналах наблюдения ГЭС.

Персоналу гидроэлектростанции полезно на практике установить, какую температуру в зависимости от времени года и нагрузки имеют подпятник и подшипники. Ненормальное повышение температуры сверх обычной является главным признаком появления неисправности. В этом случае необходимо немедленно выявить причину, вызывающую это повышение температуры, и устранить ее. Уставку вторичных приборов термосигнализаторов обычно принимают на 5—6 °С выше установившейся «на сигнал» и на 8—10 °С — «на отключение». Настройку полезно изменять с учетом колебания фактически установившейся температуры в разное время года.

13-8. ПРОТИВОПОЖАРНОЕ УСТРОЙСТВО

Нарушение витковой или корпусной изоляции обмотки статора и образование дуги в месте повреждения могут под вентилирующим воздействием ротора привести к пожару внутри гидрогенератора. Для локализации и тушения пожара на отечественных гидрогенераторах применяется пожаротушение водой, приводимое в действие вручную.

Кольцевые трубы, обычно с наружным диаметром 76 мм и толщиной стенки 5 мм, располагаются вокруг верхних и нижних лобовых частей обмотки статора главного генератора и сверху над обмоткой вспомогательного генератора. По всей своей длине трубы имеют многочисленные отверстия, в которые вставлены сопла для распыления воды (рис. 13-11). Вода под давлением входит в сопло несколькими струями: одна струя — в центральное отверстие золотника, три другие между корпусом сопла и золотником закручиваются в канавках трехходовой ленточной резьбы золотника. Вырываясь из сопла, эти струи смешиваются и создают вокруг обмотки туман, который интенсивно гасит пламя. Противопожарное устройство считается достаточно эффективным, если при его действии 1 м² поверхности лобовых частей обмотки орошается 0,1 л воды в 1 с.

Давление воды H , которое необходимо иметь в точках подвода к кольцевым трубам, принимают в пределах 0,3—0,5 МПа. По выбранному давлению

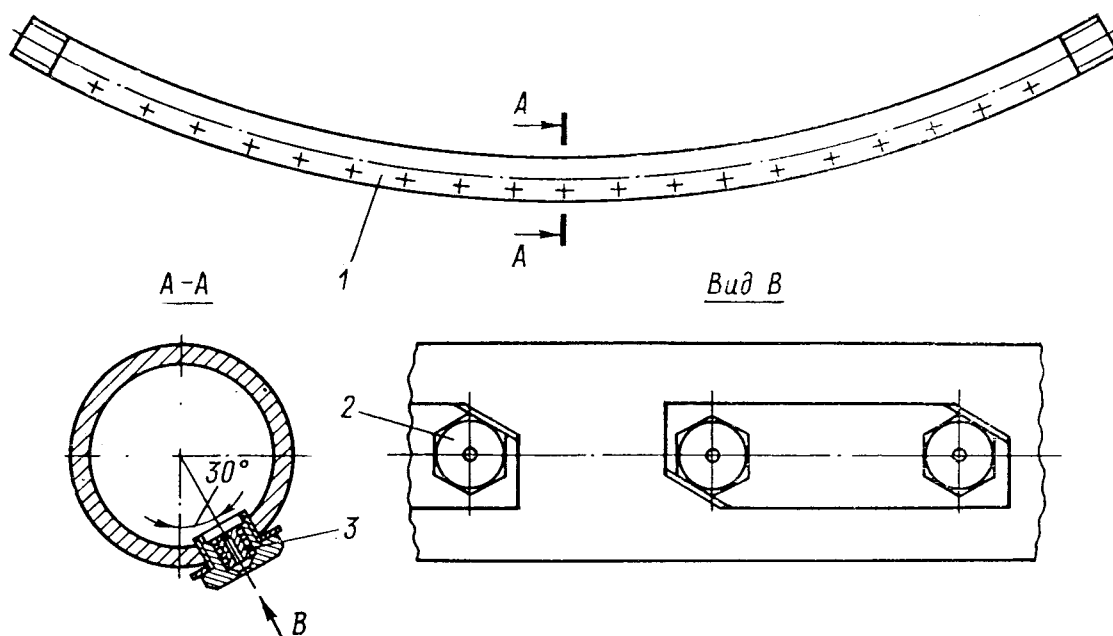


Рис. 13-11. Кольцевая труба с распыляющими соплами

1 — труба кольцевая; 2 — корпус сопла; 3 — золотник

можно определить расход воды в литрах в секунду через одно сопло, изображенное на рис. 13-11:

$$q = 95 \cdot 10^{-3} \sqrt{H}.$$

Зная общую поверхность обмотки, которую нужно оросить водой, и требуемое количество воды, обеспечивающее эффективное пожаротушение, а также выбрав g , находим нужное число сопел для каждой кольцевой трубы. Обычно на 1 м длины трубы их размещают 10—12 штук.

В крупных гидрогенераторах, где диаметры расположения кольцевых труб могут превысить 6 м, для большей равномерности распыления воды соплами целесообразно к трубам делать по два подвода воды.

По настоящее время устройство пожаротушения включается вручную, так как автоматизация этой операции требует наличия надежного температурного или иного датчика. Однако пока такого датчика нет, как нет какой-либо другой схемы автоматизации пожаротушений, исключающей ложное ее срабатывание.

В зарубежных гидрогенераторах, как правило, применяется тушение пожара углекислым газом. При этом исключается увлажнение изоляции и других частей машины и облегчается автоматизация системы. Применение такой системы требует герметизации корпуса и перекрытий всего гидрогенератора, что крайне затруднительно для мощных и крупных агрегатов и не удовлетворяет требованиям техники безопасности.

СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

14-1. РОЛЬ СИСТЕМ ВОЗБУЖДЕНИЯ И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ПОВЫШЕНИИ СТАТИЧЕСКОЙ И ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Напряжение генератора U_T в установившемся режиме может поддерживаться вручную или автоматически. На рис. 14-1 построены упрощенные угловые характеристики линии электропередачи при различных токах возбуждения, а следовательно, и ЭДС холостого хода генератора E_q . На основании векторной диаграммы напряжений генератора рассчитана зависимость мощности P от угла θ при неизменном напряжении на выводах генератора U_T (рис. 14-1). Максимальная мощность $P_{\max 1}$ при ручном регулировании тока возбуждения соответствует $\theta = 90^\circ$.

Автоматический регулятор возбуждения (АРВ) пропорционального действия, реагирующий на отклонение напряжения на выводах генератора и воздействующий на возбуди-

тель, позволяет обеспечивать в режиме с данным током возбуждения постоянство потокосцеплений обмотки ротора, что соответствует $E_q' = \text{const}$. Используя векторную диаграмму напряжений генератора, можно найти зависимость $P = f(\theta)$ при $E_q' = \text{const}$. Наибольшее значение мощности $P_{\max 2}$ находится на кривой $U_T = \text{const}$ (рис. 14-1). Дальнейшее увеличение мощности приводит к нарастающим колебаниям ротора и выпадению генератора из синхронизма. Таким образом, гидрогенератор с АРВ пропорционального действия может работать в статическом режиме с мощностью $P_{\max 2}$, большей по сравнению с мощностью $P_{\max 1}$, получаемой при ручном регулировании. Важно отметить, что угол θ при работе с АРВ получается больше 90° . Поэтому

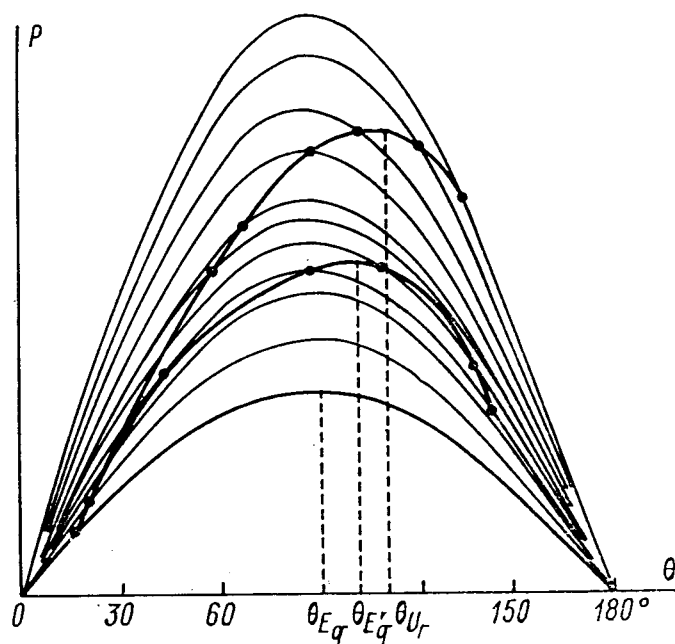


Рис. 14-1. Угловые характеристики электропередачи при различных токах возбуждения

такой режим получил название режима «искусственной устойчивости». Следует заметить, что такой термин постепенно выходит из употребления.

Дальнейшее повышение передаваемой мощности может быть достигнуто с помощью АРВ сильного действия и быстродействующей системы возбуждения. АРВ сильного действия реагирует не только на отклонение напряжения генератора, но и на отклонение Δf и производную f' частоты, что обеспечивает интенсивное демпфирование колебаний ротора. В результате этого удается повысить передаваемую мощность до значения $P_{\max 3}$, равного

$$P_{\max 3} = \frac{U_{\Gamma} U}{x_{\Gamma 1} + x_{\Gamma} + x_{\Gamma 2}},$$

где $x_{\Gamma 1}$, $x_{\Gamma 2}$, x_{Γ} — индуктивные сопротивления трансформаторов и линии.

Из этого равенства видно, что АРВ сильного действия совместно с системой возбуждения позволяют компенсировать влияние сопротивлений генератора и достигать в установившемся режиме постоянства напряжения на шинах генератора. Вполне естественно, что в данном случае максимальная мощность будет соответствовать фазному углу 90° между напряжениями генератора U_{Γ} и сети U . При дальнейшем повышении мощности происходит аperiodическое выпадение генератора из синхронизма, что говорит о полном использовании возможностей регулирования.

Исследования, проведенные на электродинамических моделях и в энергосистемах, показали, что применение АРВ сильного действия и быстродействующего возбуждения открывает еще большие возможности в повышении уровня статической устойчивости генераторов. Оказалось возможным достижение постоянства напряжения на шинах высокого напряжения станции, а отсюда и угла 90° по линии передачи. Поэтому предельное значение мощности по условиям статической устойчивости составляет

$$P_{\max 4} = \frac{U_1 U}{x_{\Gamma} + x_{\Gamma}},$$

где U_1 — напряжение в начале линии передачи.

Необходимость сочетания АРВ сильного действия с быстродействующим возбуждением может быть проиллюстрирована зависимостями на рис. 14-2. По оси абсцисс отложены коэффициенты регулирования возбуждения по производной частоты, поскольку она оказывает главное влияние на стабилизацию колебательного движения ротора. Предельная мощность по оси ординат выражена в относительных единицах. На электродинамической модели была собрана двухцепная линия электропередачи напряжением 500 кВ и длиной около 550 км без переключе-

чательных пунктов. На рисунке показаны предельные мощности при работе как двух, так и одной цепи при трех значениях постоянной времени возбуждения ($T_e=0; 0,1; 0,3$ с). Из рис. 14-2 следует, что предел статической устойчивости для двухцепной линии при $T_e=0$ больше пределов при $T_e=0,1$ с и $T_e=0,3$ с соответственно на 10 и 30 %. Применение сильного регулирования возбуждения при $T_e>0,1$ с нецелесообразно, так как пределы статической устойчивости с АРВ пропорционального действия с гибкой обратной связью не сильно отличаются от пределов при использовании АРВ сильного действия.

Если постоянная времени T_e системы возбуждения равна или больше 0,5 с, то сильное регулирование становится практически невозможным, так как уже при небольших коэффициентах регулирования по Δf и f' начинается самораскачивание системы регулирования.

Рассмотрев вопросы статической устойчивости, перейдем к оценке влияния АРВ и систем возбуждения на динамическую устойчивость гидрогенераторов.

Эффективность системы возбуждения прежде всего зависит от ее постоянной времени T_e и от кратности форсирования возбуждения генератора k . На рис. 14-3 приведены расчетные предельные значения мощности по условиям динамической устойчивости для двухцепной линии электропередачи 500 кВ длиной около 1000 км с четырьмя участками. В качестве аварийного нарушения режима работы рассматривалось трехфазное короткое замыкание в начале линии электропередачи с последующим двусторонним отключением поврежденного участка через 0,12 с. Предполагалось, что гидрогенераторы имеют пониженные индуктивные сопротивления ($x_d=0,55$; $x'_d=0,2$). Постоянная времени обмотки возбуждения и номинальное время ускорения гидроагрегата принимались равными 7 с. Из рис. 14-3 следует, что эффективность возбудительной системы резко уменьшается при возрастании ее постоянной времени. Так, эффективность форсирования возбуждения при $k=4$ снижается при переходе от $T_e=0$ к $T_e=0,5$ с в 3 раза. Отсюда следует вывод о крайней важности применения возбудительных систем с высоким быстродействием.

Исследование влияния номинального времени ускорения τ на динамическую устойчивость той же линии электропередачи проводилось на электродинамической модели, в которой были использованы натурные АРВ сильного действия. При этом

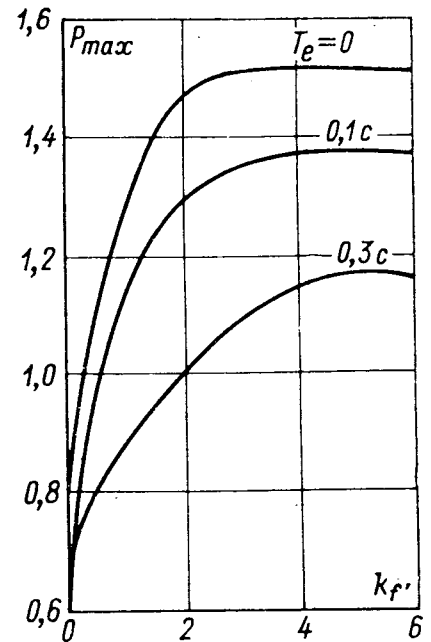


Рис. 14-2. Зависимость предельной мощности по условиям статической устойчивости линии электропередачи 500 кВ от коэффициента регулирования возбуждения по f'

модельные гидрогенераторы имели нормальные значения индуктивных сопротивлений ($x_d \approx 1$, $x'_d \approx 0,3$). Уменьшение τ_j в полтора раза (от 10,9 до 7 с) сопровождалось уменьшением предела динамической устойчивости на 5 %. Восстановление предельной мощности достигалось за счет увеличения кратности форсирования возбуждения приблизительно на единицу.

Таким образом, применение быстродействующего возбуждения с повышенной кратностью форсирования позволяет выбрать более высокие значения индуктивных сопротивлений гидрогенераторов и благодаря этому уменьшить массы последних. Как известно, значение переходного индуктивного сопротивления по продольной оси x'_d зависит от линейной нагрузки обмотки статора. Поэтому повышение x'_d , желательное в отношении размеров машины, требует оценки возможного снижения уровня ди-

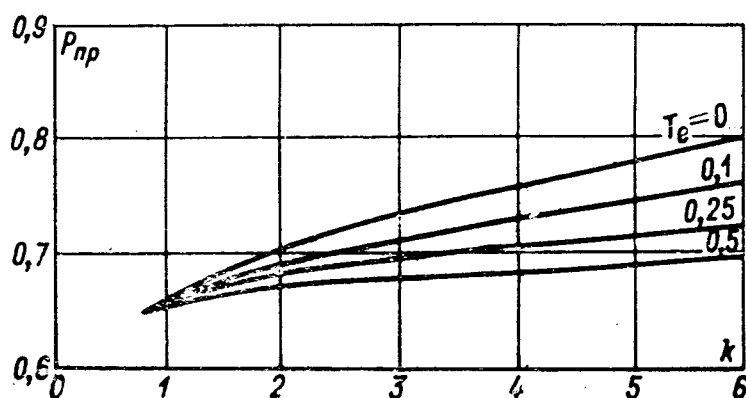


Рис. 14-3. Зависимость предельной мощности от кратности форсирования возбуждения синхронного генератора

намической устойчивости. С этой целью были проведены экспериментальные исследования на электродинамической модели применительно к упомянутой выше линии электропередачи. Эти исследования показали, что чем дальше место короткого замыкания от начала линии, тем меньше влияние x'_d на устойчивость. При изменении x'_d в два раза (от 0,17 до 0,35) устойчивость при трехфазных коротких замыканиях в начале линии передачи уменьшается на 8 %, а в конце линии — лишь на 2 %. Для компенсации неблагоприятного влияния x'_d в начале линии требуется увеличение кратности форсирования на 0,7, а в конце линии — на 0,1.

Таким образом, применение быстродействующей системы возбуждения с АРВ сильного действия делает статическую устойчивость линии электропередачи практически независимой от параметров и механической инерционности машин. Если уровень динамической устойчивости при обычной кратности форсирования $k=2$ недостаточен, то необходимо использовать повышенные значения k ($k=3 \div 4$). Такое решение, хотя и требует увеличения мощности возбудительной системы, но позволяет в значительной мере компенсировать неблагоприятное влияние

сопротивлений генераторов и механической инерционности агрегатов на динамическую устойчивость. Все это дает возможность отказаться от таких дорогих мер повышения устойчивости, как продольная емкостная компенсация линий, уменьшение индуктивных сопротивлений и увеличение механической инерционности гидрогенераторов и др. Поэтому создание гидрогенераторов является комплексной проблемой, которая должна решаться вместе с возбудительной системой и АРВ. Только при таком подходе к проблеме возможно достижение оптимальных решений.

14-2. ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ И АВТОМАТИЧЕСКИМ РЕГУЛЯТОРАМ ВОЗБУЖДЕНИЯ

Интенсивное развитие исследований в области систем возбуждения и регулирования привело к необходимости разработки и внедрения стандартов, в которых сформулированы требования к возбудительным системам и устройствам регулирования. Ведущими странами в указанной области стандартизации являются СССР, США, Франция, в которых в последнее время введены в действие специальные стандарты для возбудительных систем и автоматических регуляторов возбуждения (АРВ).

В соответствии с ГОСТ 21558—76 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов» ниже изложены основные требования к системам возбуждения и регулирования.

Система возбуждения должна рассчитываться на работу с АРВ. Работа без АРВ допускается только на время, необходимое для ремонта, замены или ревизии АРВ. Система возбуждения в период работы без АРВ должна иметь ручное дистанционное управление, а также средства, обеспечивающие развозбуждение и автоматическое гашение поля машины. Эти требования распространяются также на системы возбуждения и АРВ вспомогательных генераторов в системах независимого возбуждения. Однако в последнем случае ручное управление может быть недистанционным.

Системы возбуждения должны обеспечивать в продолжительном режиме работы ток и напряжение, превышающие номинальные значения тока и напряжения возбуждения генераторов не менее чем на 10 %. Кратности форсирования напряжения и тока возбуждения по отношению к их номинальным значениям должны быть не менее двух, а скорость нарастания напряжения возбуждения при заданном снижении напряжения на входе АРВ и при внезапных коротких замыканиях в сети — не менее двух относительных единиц в секунду. Для гидрогенераторов с электромашинными возбудителями постоянного тока допускается иметь кратность форсирования возбуждения по напряжению и току не менее 1,8. Для гидрогенераторов мощностью до 4000 кВ·А с электромашинными возбудителями, связанными

с валом, допускается устанавливать номинальную скорость нарастания напряжения возбуждения не менее 1,3 отн. ед./с, а мощностью свыше 4000 кВ·А — не менее 1,5 отн. ед./с.

В соответствии с ГОСТ 183—74 номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения в относительных единицах в секунду определяется следующим образом (рис. 14-4):

$$v_{\text{ном}} = \frac{bc}{Oa} \frac{1}{t_1}.$$

Это равенство справедливо при отношении

$$\frac{\text{площадь } \Delta S}{\text{площадь } abc} 100 \leq 20\%.$$

Для генераторов мощностью 100 МВт и более рекомендуется применять быстродействующие системы возбуждения, обеспе-

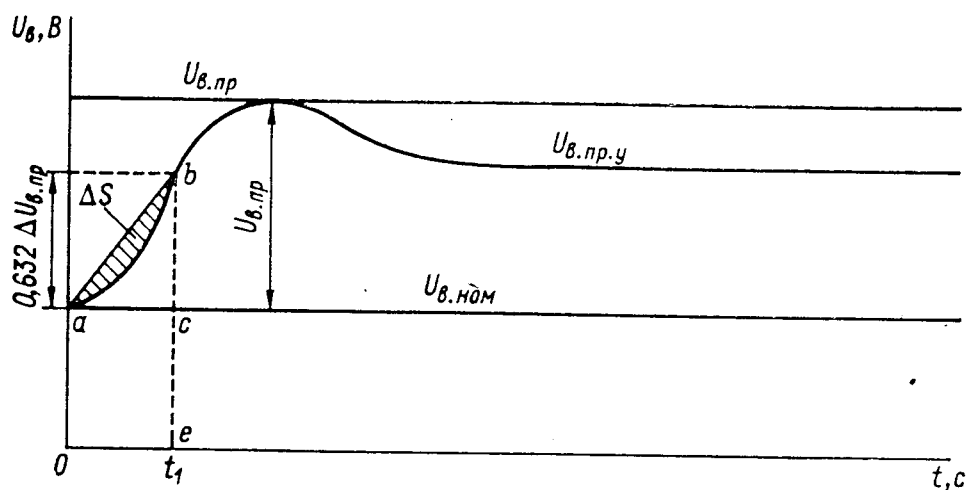


Рис. 14-4. Определение номинальной скорости нарастания напряжения возбуждения

$U_{\text{в. пр}}$ — предельное напряжение возбудителя; $U_{\text{в. пр. у}}$ — предельное установившееся напряжение возбудителя; $U_{\text{в. ном}}$ — номинальное напряжение возбудителя

чивающие нарастание напряжения от $U_{\text{в. ном}}$ до 95% предельного значения $U_{\text{в. пр}}$ за время не более 0,08 с. Для гидрогенераторов, работающих на длинные линии электропередачи, кратность форсирования возбуждения увеличивается до 4. Предельное напряжение должно достигаться при снижении напряжения на входе АРВ на 5% при кратности форсирования до 3 и на 7,5% при большей кратности форсирования.

Для систем параллельного самовозбуждения без последовательных вольтодобавочных трансформаторов принято, что требования по кратности форсирования и быстродействию должны выполняться при следующих условиях: а) напряжение прямой последовательности на зажимах генератора при любом виде короткого замыкания (к. з.) больше 0,8 номинального; б) это напряжение меньше 0,8 номинального при длительности к. з. не более 0,18 с для сети напряжением 110 кВ и выше и не более

0,3 с для сети 35 кВ и ниже, причем после отключения к. з. напряжение должно превышать 0,8 номинального.

В случае если длительность к. з. больше 0,18 и 0,3 с, что может быть при отказе основных защит, или напряжение после отключения к. з. меньше 0,8 номинального, то допускается снижение кратности форсирования до значения, равного произведению напряжения прямой последовательности в относительных единицах на коэффициент 2,5; требования к скорости нарастания напряжения возбуждения в этом случае не предъявляются.

Для удовлетворения указанным требованиям система параллельного самовозбуждения без последовательных вольтодобавочных трансформаторов должна выполняться с кратностью форсирования 2,5 вместо 2 при номинальном напряжении питания.

Полупроводниковая система возбуждения должна обладать внутренним резервированием. Если число параллельных ветвей или число фаз не более трех, то при выходе из строя одной параллельной ветви или фазы должны обеспечиваться режимы: а) для турбогенераторов — работа с номинальной активной мощностью при $\cos \varphi = 1$; б) для гидрогенераторов — работа с номинальной нагрузкой при номинальном напряжении и запасе по статической устойчивости 20 % (без учета АРВ), при этом ток возбуждения не должен быть менее тока холостого хода; в) для синхронных компенсаторов — работа с током возбуждения, равным 65 % номинального.

Если число параллельных ветвей или фаз равно четырем и более, то выход из строя одной ветви или фазы не должен приводить ни к каким ограничениям, включая форсирование возбуждения. При выходе из строя двух параллельных ветвей или двух фаз осуществляется автоматическое ограничение или запрещение форсирования и обеспечиваются рассмотренные выше режимы при числе параллельных ветвей или фаз не более трех.

Системы возбуждения должны выдерживать двукратный номинальный ток возбуждения в течение не менее 50 с для синхронных машин с косвенной системой охлаждения, не менее 20 с для генераторов с непосредственным водяным охлаждением и для гидрогенераторов с форсированным воздушным охлаждением обмотки ротора.

Максимальные мгновенные напряжения на выводах обмотки ротора в продолжительном режиме при токе возбуждения до 1,1 номинального не должны быть выше 30 % амплитудного испытательного напряжения обмотки возбуждения относительно корпуса.

Системы возбуждения должны быть выполнены так, чтобы ни в одном из возможных в эксплуатации режимов мгновенное напряжение, возникающее на выводах обмотки возбуждения синхронной машины, не превосходило 70 % амплитудного испытательного напряжения этой обмотки относительно корпуса.

Согласно отечественным стандартам (ГОСТ 183—74) и рекомендациям МЭК, наибольшее испытательное напряжение обмотки возбуждения на заводе не должно превышать 10-кратного номинального напряжения возбуждения $U_{e \text{ ном}}$, но не быть больше 3,5 кВ (действующий переменный ток промышленной частоты). Для гидрогенераторов большой мощности с номинальным напряжением возбуждения более 350 В может применяться и более высокое испытательное напряжение, чем 3,5 кВ. Такое повышенное испытательное напряжение согласовывается между изготовителем и потребителем.

Устройства, используемые для защиты обмотки возбуждения от перенапряжений, должны быть многократного действия.

Уровень испытательных напряжений устройств системы возбуждения, электрически связанных с цепью обмотки ротора или статора, должен соответствовать испытательным напряжениям ротора и статора.

Гашение поля может осуществляться включением обмотки возбуждения на разрядное устройство (сопротивление, дугогасительная решетка и др.). Кроме того, возможно гашение поля гидрогенератора посредством гашения поля возбуждателя или сочетанием обоих способов. Способ и время гашения поля выбираются по согласованию между изготовителем и потребителем.

Система возбуждения при работе без АРВ должна поддерживать заданный ток возбуждения в пределах $\pm 20\%$ при изменении частоты источника питания от $+2$ до -3 Гц.

Рассмотрев требования к системам возбуждения, перейдем к изложению требований к АРВ.

Системы автоматического регулирования возбуждения турбо-, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов должны обеспечивать: дистанционное изменение уставки АРВ; компаундирование устройства, измеряющего напряжение по полному току статора или его составляющим; изменение коэффициентов усиления режимных параметров АРВ при его настройке; ограничение тока ротора до двойного номинального без выдержки времени; ограничение перегрузки ротора; ограничение минимального тока возбуждения с уставкой, зависящей от значения активной мощности, для генераторов мощностью выше 150 МВт (при меньшей мощности — по заказу потребителя).

АРВ должны быть рассчитаны на работу в общестанционной системе группового регулирования напряжения. Кроме того, АРВ по заказу потребителя должны иметь следующие устройства: подгонки уставки напряжения при автоматической синхронизации; автоматического слежения уставки устройства ручного управления за уставкой АРВ; стабилизации распределения реактивной нагрузки между параллельно работающими машинами.

Таким образом, на АРВ возлагаются не только задачи регулирования, но и защитные функции, что повышает надежность эксплуатации электрических машин.

Отечественный стандарт на системы возбуждения предусматривает большой объем испытаний головных образцов: определение основных параметров; определение запаздывания и номинальной скорости нарастания напряжения возбуждения; определение максимального $U_{в.пр}$ и установившегося предельного $U_{в.пр.у}$ напряжений (рис. 14-4); проверку устойчивости регулирования возбуждения в нормальных режимах, а также в режимах ограничения максимального и минимального тока возбуждения; проверку гашения поля при номинальном токе возбуждения и в режиме форсирования; проверку работы устройств защиты от перенапряжений и перегрузок; проверку работы системы возбуждения при выходе из строя отдельных элементов; проверку системы возбуждения при отклонениях напряжения и частоты питающего напряжения переменного тока от номинальных значений.

ГЛАВА ПЯТНАДЦАТАЯ

СИСТЕМЫ НЕЗАВИСИМОГО ВОЗБУЖДЕНИЯ И САМОВОЗБУЖДЕНИЯ

15-1. ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ

На протяжении ряда десятилетий возбуждение гидрогенераторов осуществлялось практически только от коллекторных генераторов — возбудителей постоянного тока. Возбудители обычно сочленяются с валом гидрогенератора. Для тихоходных гидрогенераторов большой мощности в дополнение к возбудителю иногда применялся подвозбудитель постоянного тока. В отдельных случаях использовался быстроходный возбудительный агрегат с питанием от вспомогательного синхронного генератора, находящегося на общем валу с гидрогенератором.

В настоящее время возбудители постоянного тока вытесняются полупроводниковыми возбудительными системами. Тем не менее для гидрогенераторов небольших и средних мощностей электромашинные возбудители еще продолжают выпускаться. Возбудитель постоянного тока имеет панель автоматического регулирования возбуждения. Эта панель состоит из устройства компаундирования и электромагнитного корректора (рис. 15-1).

Устройство компаундирования $УК$ создает дополнительное возбуждение возбудителя $В$, зависящее от тока статора гидрогенератора $Г$. Оно состоит из промежуточного трехфазного трансформатора $ТПК$ и трехфазного диодного выпрямителя $В1$, подключаемого непосредственно к основной обмотке возбуждения возбудителя $ОВВ1$. Уставка тока устройства компаундирования регулируется трехфазным установочным реостатом $СУ1$. Устройство компаундирования питается от однофазных измери-

тельных трансформаторов тока $ТТ$. В случае повышения напряжения гидрогенератора выше определенного значения и срабатывания защиты от повышения напряжения замыкаются накоротко вторичные обмотки трансформаторов тока.

Электромагнитный корректор $ЭК$ состоит из измерительного устройства и двух трехфазных магнитных усилителей $МУС$ и $МУП$ со своими выпрямителями $В2$ и $В3$. Последние воздействуют на согласно включенную ($ОВВ2$) и противовключенную ($ОВВ3$) дополнительные обмотки возбуждения возбудителя. Ре-

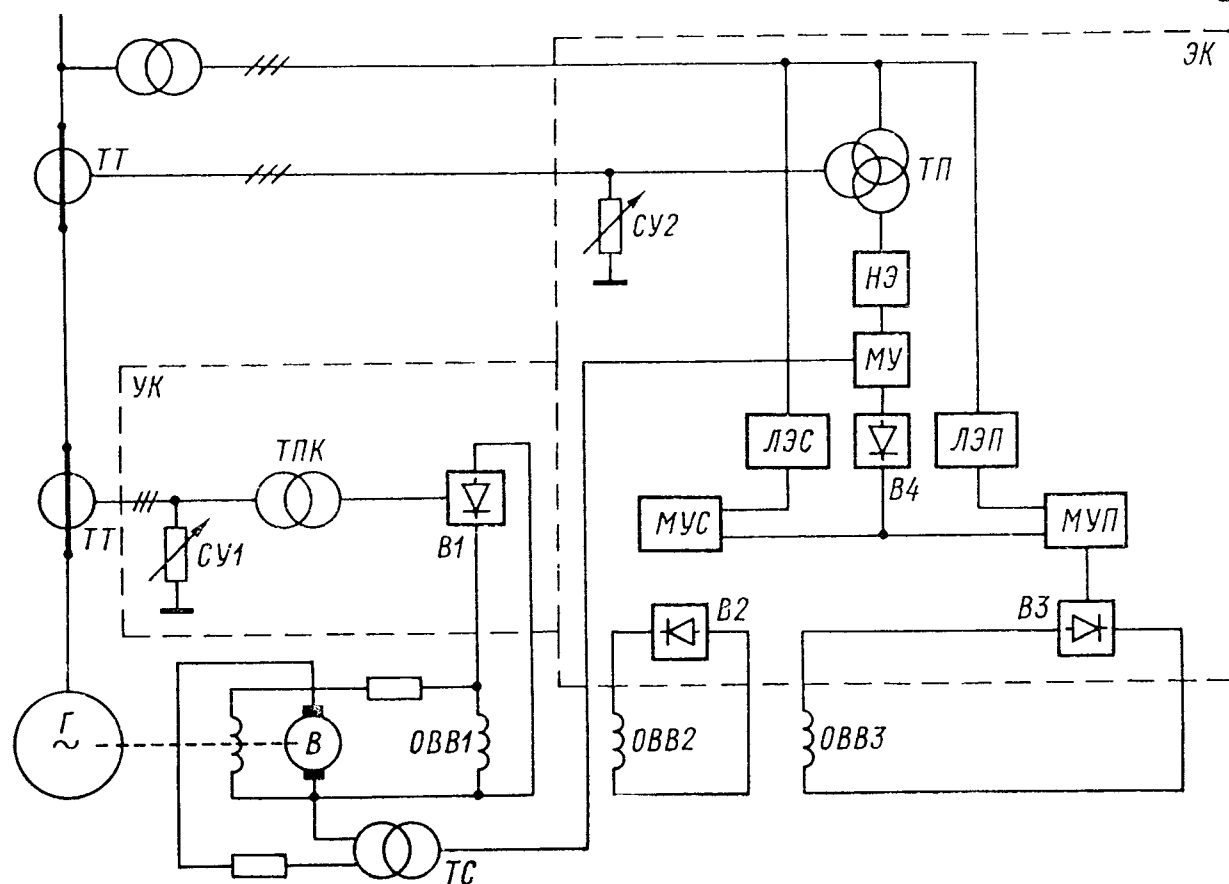


Рис. 15-1. Возбудитель постоянного тока с панелью автоматического регулирования возбуждения

зультирующая МДС двух дополнительных обмоток зависит от уровня напряжения гидрогенератора.

Измерительное устройство включает в себя два линейных и один нелинейный элемент, дроссели, подсоединенные к трансформатору напряжения. Выпрямленные токи линейных элементов $ЛЭС$ и $ЛЭП$ непосредственно питают обмотки подмагничивания магнитных усилителей $МУС$ и $МУП$, а выпрямленный ток нелинейного элемента $НЭ$, включенного на шины генератора через промежуточный трансформатор $ТП$, воздействует на свой магнитный усилитель $МУ$, который через выпрямитель $В4$ подключается к обмоткам подмагничивания усилителей $МУС$ и $МУП$. Результирующая подмагничивающая МДС усилителей $МУС$ и $МУП$ зависит от напряжения гидрогенератора.

Устойчивость процесса регулирования достигается за счёт применения гибкой отрицательной обратной связи через трансформатор $TС$ по напряжению возбудителя.

Для обеспечения равномерного распределения реактивных нагрузок между параллельно работающими гидрогенераторами в панели имеется устройство введения в электромагнитный корректор статизма. В качестве входных величин в этом устройстве используются напряжение и ток гидрогенератора. Статизм регулируется реостатом $СУ2$.

Панель автоматического регулирования возбуждения размещается в стальном шкафу с размерами $2400 \times 1200 \times 1000$ мм.

Как уже было отмечено выше, в настоящее время наиболее широкое распространение для возбуждения гидрогенераторов получили системы возбуждения с полупроводниковыми вентилями. При этом используются схемы как независимого возбуждения, так и самовозбуждения.

В системах независимого возбуждения и самовозбуждения с полупроводниковыми вентилями применяются трехфазные мостовые схемы выпрямления. Это объясняется тем, что в таких схемах можно иметь наименьшее число последовательно соединенных тиристоров. Схемы преобразования могут быть одногрупповыми и двухгрупповыми. В первом случае применяется один выпрямитель, а во втором — два выпрямителя. В последнем случае один выпрямитель включается на полное напряжение источника питания, а второй — на отпайки его обмотки. На стороне постоянного тока оба выпрямителя соединяются параллельно. Схема с одной группой вентилей применяется при обычной кратности форсирования $k \approx \approx 2U_{e \text{ ном}}$, где $U_{e \text{ ном}}$ — номинальное напряжение возбуждения, а схема с двумя группами вентилей — при повышенной кратности форсирования $k = (3 \div 4) U_{e \text{ ном}}$.

В случае независимого возбуждения в качестве источника питания используется вспомогательный синхронный генератор. Он размещается в пространстве между верхней крестовиной и ротором главного генератора (см. гл. 7). Принципиальная схема независимой системы возбуждения с одной группой вентилей показана на рис. 15-2. Из этого рисунка видно, что обмотка возбуждения гидрогенератора Γ получает питание от тиристорного выпрямителя $B1$. Возбуждение вспомогательного синхронного генератора $BСГ$ осуществляется тиристорным выпрямите-

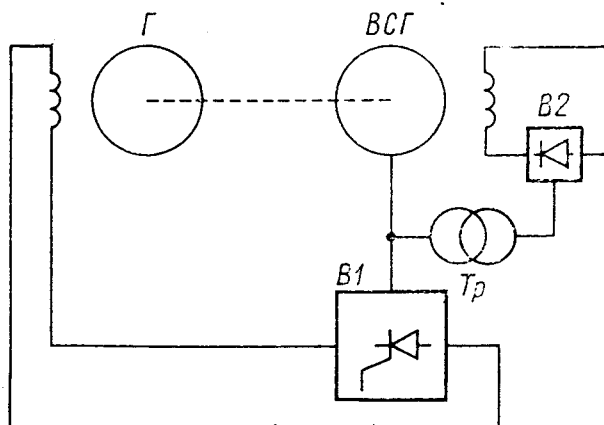


Рис. 15-2. Принципиальная схема независимого тиристорного возбуждения гидрогенератора с одной группой вентилей

лем В2, получающим питание от выводов вспомогательного генератора через трансформатор *Tr*. Таким образом, для вспомогательного генератора применяется система тиристорного самовозбуждения. Такой способ возбуждения является обычным в системах независимого возбуждения.

В двухгрупповой схеме выпрямители работают с различными углами управления. В нормальных режимах ток возбуждения проходит главным образом через рабочую группу вентиляей. В режимах форсирования ток возбуждения проходит через форсировочную группу вентиляей.

В заключение следует кратко рассмотреть возможность применения бесщеточных возбудителей для гидрогенераторов. В связи со значительно меньшей окружной скоростью контактных колец гидрогенераторов по сравнению с турбогенераторами, и даже при значительно больших размерах щеточно-контактного аппарата гидрогенераторов, передача тока через скользящий контакт не вызывает больших трудностей. Тем не менее имеется ряд случаев применения бесщеточных возбудителей и для гидрогенераторов.

Фирмы «Мицубиси» и «Хитачи» (Япония) выполнили несколько гидрогенераторов с бесщеточными диодными возбудителями. Фирма «Альстом» (Франция) применяет бесщеточные возбудители для гидрогенераторов капсульного типа в связи с большей трудностью обслуживания щеточно-контактного аппарата в таких машинах, а также в связи с простотой размещения диодов непосредственно на спицах сравнительно медленно вращающегося ротора.

Фирма «Дженерал Электрик» (США) ввела в 1971 г. в эксплуатацию три гидрогенератора мощностью по 142 кВ·А каждый с частотой вращения 90 об/мин. Эти генераторы имеют бесщеточную тиристорную систему возбуждения. Трехфазный возбудитель с вращающимся якорем работает с постоянным напряжением. Он имеет систему статического тиристорного самовозбуждения. Начальное возбуждение обеспечивается за счет остаточного намагничивания возбудителя или от стационарной аккумуляторной батареи. Устройство управления вращается вместе с тиристорным блоком. Напряжение якоря возбудителя используется как опорное напряжение и как напряжение питания для устройства управления. Управление осуществляется с помощью напряжения постоянного тока на выходе АРВ. Для самовозбуждения и для связи АРВ с устройством управления используются контактные кольца со щетками небольших размеров. Бесщеточный тиристорный возбудитель имеет мощность 500 кВт, напряжение 375 В и частоту вращения 90 об/мин. В каждом плече трехфазной мостовой схемы содержится по четыре тиристора. Повторяющееся напряжение тиристоров в 2,5 раза превышает действующее напряжение якоря возбудителя. Для защиты тиристоров применяются плавкие предохранители. Однако в данном случае отсутствует визуальная или

дистанционная сигнализация о сгорании предохранителей. Режим форсирования обеспечивается даже при выходе из строя 25 % тиристоров. Все статические элементы возбудительной системы размещаются в шкафу размером 2300×915×915 мм.

15-2. ОДНОГРУППОВАЯ СХЕМА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

Расчетная схема одногрупповой трехфазной мостовой схемы преобразования приведена на рис. 15-3. Здесь вспомогательный синхронный генератор представлен ЭДС $e_I—e_{III}$ и индуктивными сопротивлениями x . Его фазные напряжения обозначены $U_I—U_{III}$. Индуктивность и омическое сопротивление обмотки возбуждения гидрогенератора — L_f и r_f соответственно. Как видно из рис. 15-3, одна половина тиристоров имеет общее электрическое соединение катодов, а вторая — анодов. Тиристоры катодной группы имеют нечетные номера, а тиристоры анодной группы — четные. Токи вентиля и напряжения между их анодами и катодами обозначены i_k и U_k соответственно, где $k=1, \dots, 6$. Мгновенное выпрямленное напряжение и среднее значение тока — U_d и I_d соответственно.

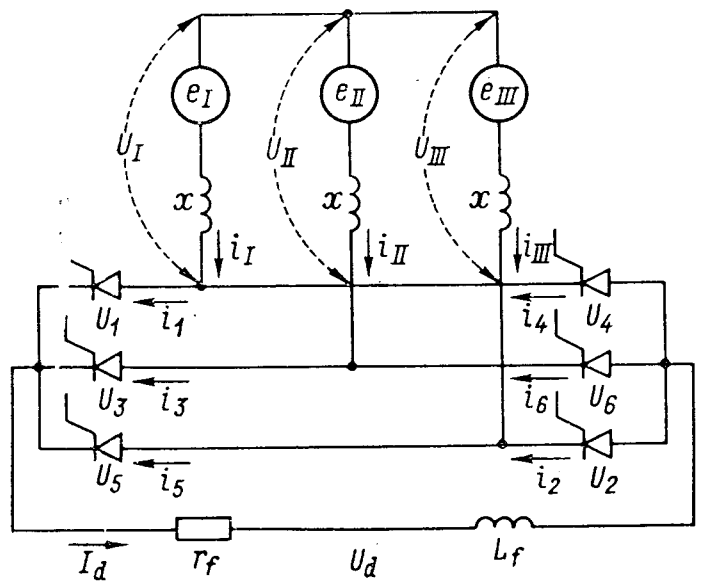


Рис. 15-3. Расчетная схема трехфазного мостового выпрямителя

Волновая диаграмма ЭДС вспомогательного генератора и очередность работы тиристоров показаны на рис. 15-4. Включение вентиля происходит в момент

подачи импульсов напряжения на управляющий электрод тиристора. Угол между точкой пересечения кривых ЭДС и моментом подачи управляющего напряжения называется углом управления α . Следует заметить, что только после достижения равенства ЭДС становится возможным включение очередного вентиля и переход тока на другую фазу, с большим напряжением (положительным в катодной и отрицательным в анодной группе).

Во время перехода тока с одного вентиля на другой, например с вентиля 1 на вентиль 3, происходит одновременная работа двух вентилях, а следовательно, внезапное двухфазное короткое замыкание вспомогательного синхронного генератора. Как известно, в этом случае сверхпереходный ток равен

$$I'' = \frac{\sqrt{3} E}{x'_d + x_2} \quad \text{или} \quad I'' = \frac{\sqrt{3} E}{2 \frac{x''_d + x_2}{2}} = \frac{\sqrt{3} E}{2x}.$$

Таким образом, эквивалентное индуктивное сопротивление вспомогательного синхронного генератора составляет

$$x = (x_d'' + x_2)/2.$$

Угол, соответствующий длительности коммутации тока с одного вентиля на другой, называется углом коммутации γ .

Из рис. 15-3 и 15-4 непосредственно следуют дифференциальные уравнения для рассматриваемой схемы, а именно:

$$\left. \begin{aligned} e_{II} - e_I &= x p i_3 - x p i_1; \\ e_I - e_{III} &= x p i_1 + 2\Delta U + U_d; \\ i_1 + i_3 &= I_d, \end{aligned} \right\} \quad (15-1)$$

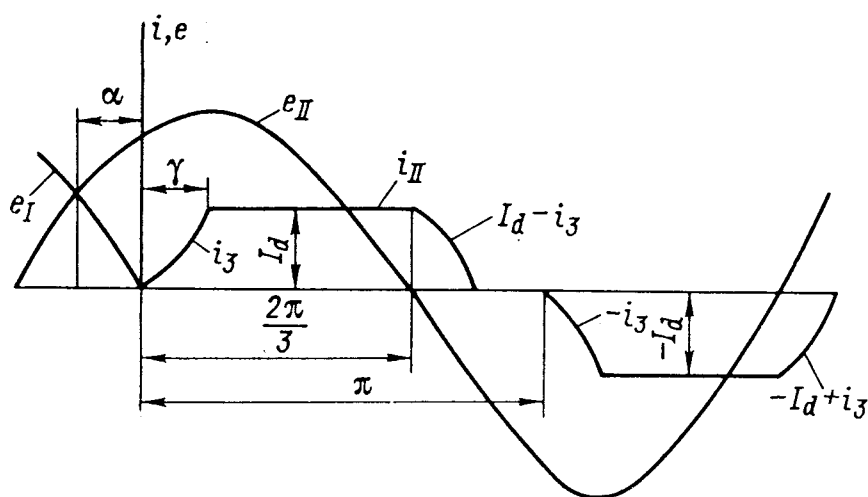


Рис. 15-4. Построение кривой фазного тока вспомогательного синхронного генератора

где ΔU — падение напряжения на тиристоре в прямом направлении.

Из уравнения (15-1) находим

$$U_d = \frac{e_I + e_{II} - e_{III}}{2} - 2\Delta U; \quad p i_3 = \frac{e_{II} - e_I}{2x}. \quad (15-2)$$

Если за начало отсчета времени принять момент, соответствующий моменту включения вентиля 3, то

$$\left. \begin{aligned} e_{II} &= E_m \sin\left(\omega t + \alpha + \frac{\pi}{6}\right); \\ e_I &= E_m \sin\left(\omega t + \alpha + \frac{5\pi}{6}\right); \\ e_{III} &= E_m \cos(\omega t + \alpha). \end{aligned} \right\} \quad (15-3)$$

После подстановки (15-3) в (15-2) получим

$$\left. \begin{aligned} U_d &= \frac{3}{2} E_m \cos(\omega t + \alpha) - 2\Delta U; \\ i_3 &= -\frac{\sqrt{3} E_m}{2x} \cos(\omega t + \alpha) + c. \end{aligned} \right\} \quad (15-4)$$

При $\omega t = 0$ ток $i_3 = 0$, поэтому

$$i_3 = \frac{\sqrt{3} E_m}{2x} [\cos \alpha - \cos(\omega t + \alpha)]. \quad (15-5)$$

При $\omega t = \gamma$ ток $i_3 = I_d$, а следовательно,

$$I_d = \frac{\sqrt{3} E_m}{2x} [\cos \alpha - \cos(\alpha + \gamma)]. \quad (15-6)$$

Среднее значение выпрямленного напряжения должно определяться за один повторяющийся цикл работы схемы. В трехфазной мостовой схеме импульсы управления подаются через каждые $\pi/3$ (рис. 15-4). Поэтому длительность одного цикла соответствует углу $\pi/3$. Этот цикл делится на две части: первая часть соответствует интервалу времени работы вентилях 1 и 2, а вторая часть — интервалу времени работы вентилях 1, 2 и 3. Во время работы вентилях 1 и 2 в соответствии с рис. 15-3 имеем

$$U_d = e_{II} - e_{III} - 2\Delta U = \sqrt{3} E_m \sin\left(\omega t + \alpha + \frac{2\pi}{3}\right) - 2\Delta U. \quad (15-7)$$

Это напряжение прикладывается к обмотке возбуждения в интервале времени, соответствующем углу $\pi/3 - \gamma$.

Мгновенное выпрямленное напряжение во время коммутации вычисляется по формуле (15-4). Поэтому среднее значение выпрямленного напряжения

$$U_d = \frac{3}{\pi} \left[\int_{-\left(\frac{\pi}{3} - \gamma\right)}^0 \sqrt{3} E_m \sin\left(\omega t + \alpha + \frac{2\pi}{3}\right) dt + \int_0^{\gamma} \frac{3}{2} E_m \cos(\omega t + \alpha) dt \right] - 2\Delta U,$$

или

$$U_d = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} E_m [\cos \alpha + \cos(\alpha + \gamma)] - 2\Delta U. \quad (15-8)$$

Из равенств (15-6) и (15-8) находим уравнение внешней характеристики возбудительной системы

$$U_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha - \frac{3}{\pi} x I_d - 2\Delta U. \quad (15-9)$$

Здесь E_m — амплитуда ЭДС, не искаженная коммутационным процессом. Эта ЭДС часто называется расчетной. Она в отличие от напряжения генератора является синусоидальной. Уравнения (15-6), (15-8) и (15-9) справедливы при значениях угла коммутации вплоть до $\gamma = \pi/3$.

Среднее значение выпрямленного напряжения становится наибольшим в режиме форсирования при угле управления $\alpha \approx 0$. При угле управления, большем $\pi/2$, среднее значение U_d получается отрицательным. Имеет место так называемый инверторный режим. В этом случае электромагнитная энергия, запасенная в магнитном поле обмотки ротора гидрогенератора, преобразуется вспомогательным синхронным генератором в механическую энергию на валу гидроагрегата. Происходит гашение магнитного поля гидрогенератора.

Кривая фазного тока может быть построена на основе уравнения (15-5). Способ построения очевиден из рис. 15-4 и не требует дополнительных пояснений.

Кривая фазного тока может быть разложена в гармонический ряд. Сначала удобно принять $I_d = 1$ и найти коэффициенты разложения, а затем действующие значения гармонических составляющих тока.

Для основной гармонической составляющей в соответствии с рис. 15-4 можно определить следующие коэффициенты разложения:

$$\left. \begin{aligned} a_1 &= \frac{\sqrt{3}}{2\pi [\cos \alpha - \cos (\alpha + \gamma)]} [2\gamma + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \gamma)]; \\ b_1 &= \frac{\sqrt{3}}{\pi} [\cos \alpha + \cos (\alpha + \gamma)]; \\ c_1 &= \sqrt{a_1^2 + b_1^2}; \quad \operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{a_1}{b_1}. \end{aligned} \right\} \quad (15-10)$$

Кривая фазного тока трехфазной мостовой схемы является кососимметричной. Поэтому ток будет содержать только нечетные гармонические. Формулы для коэффициентов разложения высших гармонических порядка k получаются следующими:

$$\left. \begin{aligned} a_k &= \frac{2 \sin k \frac{\pi}{3} \sin k \frac{\pi}{2}}{\pi k (k^2 - 1) [\cos \alpha - \cos (\alpha + \gamma)]} [k \sin \alpha \cos k\alpha - \\ &\quad - k \sin (\alpha + \gamma) \cos k(\alpha + \gamma) + \sin k(\alpha + \gamma) \cos (\alpha + \gamma) - \\ &\quad - \sin k\alpha \cos \alpha]; \\ b_k &= \frac{2 \sin k \frac{\pi}{3} \sin k \frac{\pi}{2}}{\pi k (k^2 - 1) [\cos \alpha - \cos (\alpha + \gamma)]} [k \sin (\alpha + \gamma) \sin k \times \\ &\quad \times (\alpha + \gamma) - k \sin \alpha \sin k\alpha + \cos (\alpha + \gamma) \cos k(\alpha + \gamma) - \\ &\quad - \cos \alpha \cos k\alpha]; \\ c_k &= \sqrt{a_k^2 + b_k^2}; \quad \operatorname{tg} \varphi_k = \frac{a_k}{b_k}. \end{aligned} \right\} \quad (15-11)$$

Действующие токи равны

$$I_k = \frac{c_k}{\sqrt{2}} I_d, \quad \text{где } k = 1, 5, 7, 11, 13, \dots \quad (15-12)$$

Знание основной гармонической тока I_1 и фазного угла φ_1 позволяет построить векторную диаграмму синхронного генератора, работающего на выпрямительную нагрузку. Реакция якоря определяется основными гармоническими статорных токов. Так как между неискаженной, или расчетной, ЭДС E и напряжением генератора имеется падение напряжения в сопротивлении x , то реакция якоря может быть учтена падениями напряжения в сопротивлениях $x_d - x$ и $x_q - x$ по продольной и поперечной осям машины. Из векторной диаграммы может быть определена ЭДС E . Знание этой ЭДС необходимо для расчета коммутационных процессов и характеристик систем независимого возбуждения.

Кривая мгновенных значений выпрямленного напряжения может быть построена по формулам (15-4) и (15-7). На рис. 15-5 такое построение выполнено для $\alpha = 60^\circ$ и $\gamma = 20^\circ$. Кривая построена в диапазоне $\pi/3$. В интервале от $(\gamma - \pi/3)$ до 0 применена формула (15-7), а в интервале от 0 до γ — формула (15-4).

В связи с повторяемостью кривой фазного выпрямленного напряжения через $\pi/3$ результирующая кривая выпрямленного напряжения будет образована из участков кривой в диапазоне $\pi/3$, показанной на рис. 15-5. На том же рис. 15-5 штриховой линией обозначено среднее значение выпрямленного напряжения U_d , вычисленное по формуле (15-8).

Мгновенная активная мощность вспомогательного синхронного генератора

$$P = U_d i_d,$$

где i_d — мгновенный выпрямленный ток. В связи с большой индуктивностью обмотки возбуждения гидрогенератора $i_d \approx I_d$. Поэтому $P = U_d I_d$, т. е. кривая мгновенной мощности пропорциональна кривой мгновенных значений выпрямленного напряжения (рис. 15-5). В результате этого электромагнитный момент вспомогательного генератора получается пульсирующим. Такой момент вызывает вибрацию и шумы с частотой 300 Гц и кратными ей частотами. Вибрации и особенно шумы получаются наибольшими в системах независимого тиристорного возбужде-

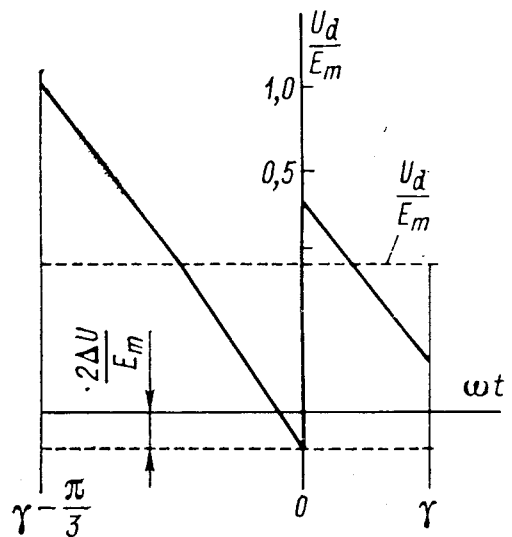


Рис. 15-5. Построение кривой выпрямленного напряжения U_d

ний с повышенными кратностями форсирования возбуждения. Это объясняется работой выпрямителя в нормальном режиме с большим углом управления, что приводит к повышенной пульсации выпрямленного напряжения и электромагнитного момента. В этих условиях может оказаться целесообразным применение двухгрупповой схемы преобразования, имеющей существенно меньшие пульсации электромагнитного момента в нормальных режимах работы системы независимого возбуждения.

15-3. ДВУХГРУППОВАЯ СХЕМА ПРЕОБРАЗОВАНИЯ

Принципиальная схема двухгрупповой трехфазной мостовой схемы показана на рис. 15-6. Расположенный на валу гидрогенератора Γ вспомогательный синхронный генератор $ВСГ$ служит для питания двух преобразователей — рабочего P и форсировочного Φ .

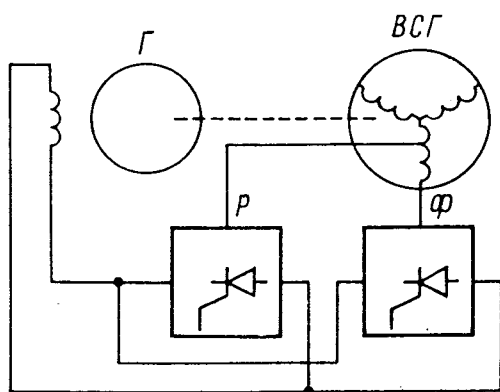


Рис. 15-6. Принципиальная схема системы возбуждения с двумя группами вентиляей

Для расчета этой схемы использованы следующие обозначения: $E_{тр}$, $E_{тф}$, E_m — амплитуды ЭДС рабочей, форсированной и полной обмотки источника питания (при этом предполагается, что все ЭДС совпадают по фазе; i_1, \dots, i_6 — токи вентиляей рабочей группы; i'_1, \dots, i'_6 — токи вентиляей форсировочной группы; u_1, \dots, u_6 — обратные напряжения вентиляей рабочей группы; u'_1, \dots, u'_6 — обратные напряжения вентиляей форсировочной группы; L_f, r_f — индуктивность и сопротивление обмотки возбуждения синхронного генератора.

Прежде всего следует отметить, что угол управления форсировочной группы вентиляей не должен превышать предельного значения $\alpha_{ф. пр}$ (рис. 15-7), так как иначе при малом угле управления вентиляей рабочей группы вентиляей форсировочной группы не будут включаться.

Прежде всего следует отметить, что угол управления форсировочной группы вентиляей не должен превышать предельного значения $\alpha_{ф. пр}$ (рис. 15-7), так как иначе при малом угле управления вентиляей рабочей группы вентиляей форсировочной группы не будут включаться.

Поскольку обмотка статора вспомогательного синхронного генератора имеет отпайки, к которым подключаются вентиляей рабочей группы, то удобно использовать для индуктивных сопротивлений следующие обозначения: x_p — индуктивное сопротивление рабочей части обмотки, x_ϕ — то же форсировочной части, x — индуктивное сопротивление полной обмотки ($x > x_p + x_\phi$).

В режиме форсирования и в инверторном режиме работает только одна форсировочная группа вентиляей. Поэтому для этих режимов остаются справедливыми формулы, полученные выше для одногрупповой трехфазной мостовой схемы. В связи с этим необходимо рассмотреть лишь нормальный режим, в котором одновременно работают обе группы вентиляей.

При сравнительно большом угле управления α_{ϕ} , меньшем, однако, $\alpha_{\phi, пр}$ (рис. 15-7), коммутация тока с одного вентиля на другой той же фазы будет происходить под действием небольшой ЭДС e_{ϕ} , показанной на рис. 15-7 заштрихованным участком. Поэтому длительность коммутации получается большой, и коммутация может не закончиться к моменту достижения ЭДС e_{ϕ} значения, равного нулю. Поэтому в дальнейшем может начаться обратный переход тока с вентиля форсировочной группы на вентиль рабочей группы.

Действительно, из рис. 15-7 видно, что после достижения ЭДС фазы нулевого значения отрицательная ЭДС рабочей группы будет меньше отрицательной ЭДС форсировочной

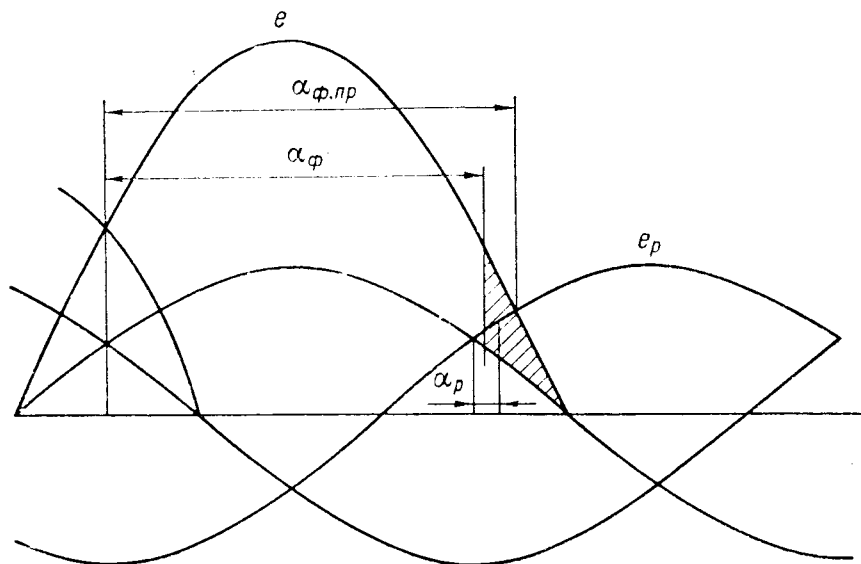


Рис. 15-7. Определение предельного угла $\alpha_{\phi, пр}$ форсировочной группы вентилей

группы. Предполагается, что обратный переход завершится до начала очередной коммутации вентилей рабочей группы. В этом случае в течение двух рассмотренных коммутационных интервалов форсировочная часть обмотки источника питания будет шунтирована своим вентилем. При условии стабильности ЭДС источника питания и достаточной индуктивности x_{ϕ} выпрямленное напряжение двухгрупповой схемы будет таким же, как и при работе только одной рабочей группы. Поэтому в данном случае справедливы формулы, полученные выше для трехфазной мостовой схемы. Индуктивное сопротивление при этом должно быть принято равным x_p , а э. д. с. E_p .

В соответствии с рис. 15-6 и 15-7 для рассматриваемого режима имеем

$$x_{\phi} p i'_1 = E_{m\phi} \sin \omega t,$$

откуда

$$i'_1 = -\frac{E_{mp}}{x_{\phi}} \cos \omega t + c$$

и при $\omega t = \pi/6 + \alpha_{\phi}$ ток $i_1' = 0$. Поэтому

$$\left. \begin{aligned} i_{\phi} = i_1' &= \frac{E_{mp}}{x_{\phi}} \left[\cos \left(\alpha_{\phi} + \frac{\pi}{6} \right) - \cos \left(\omega t + \alpha_{\phi} + \frac{\pi}{6} \right) \right]; \\ i_1 &= I_d - i_1'. \end{aligned} \right\} (15-13)$$

В соответствии с системой уравнений (15-13) могут быть построены кривые токов i_1 и i_1' вентиля форсировочной и рабочей групп (рис. 15-8). Угол коммутации при переходе тока с форсировочной группы на рабочую обозначен $\gamma_{\phi.p}$, а угол коммутации при обратном переходе $\gamma_{p.\phi}$. В данном случае эти углы одинаковы.

Из рис. 15-6 следует, что ток в рабочей части обмотки

$$i_p = i_1 + i_1',$$

т. е. ток i_p является суммарным током вентилях обоих преобразователей (рис. 15-8). Кривая фазного тока кососимметричная. Поэтому для получения полных кривых фазных токов в форсировочной и рабочей частях обмоток необходимо построить зеркальные изображения кривых токов i_{ϕ} и i_p и сместить их на 180° . Полученные кривые будут кривыми фазных токов во втором полупериоде.

Кривая U_d' может быть построена на основе за-

штрихованных площадок волновой диаграммы ЭДС (рис. 15-8).

Начало полного перехода тока с вентиля рабочей группы на вентиль форсировочной и обратно будет тогда, когда $i_{\phi} = I_d$ при $\pi/6 + \alpha_{\phi} + \gamma_{p.\phi} = \pi$. Из выражений (15-13) находим условие существования предельного режима, а именно

$$\cos \left(\alpha_{\phi.r} + \frac{\pi}{6} \right) = \frac{x_{\phi} I_d}{E_{m\phi}} - 1,$$

где $\alpha_{\phi.r}$ — граничный угол управления вентилях форсировочной группы.

Принимая во внимание уравнения (15-13), можем найти среднее значение выпрямленного тока форсировочной группы:

$$I_{d\phi} = 2 \frac{3}{\pi} \frac{E_{m\phi}}{x_{\phi}} \int_0^{\gamma_{p.\phi}} \left[\cos \left(\alpha_{\phi} + \frac{\pi}{6} \right) - \cos \left(\omega t + \alpha_{\phi} + \frac{\pi}{6} \right) \right] d\omega t.$$

Так как $\alpha_{\phi} = 5\pi/6 - \gamma_{p.\phi}$, то

$$I_{d\phi} = \frac{6}{\pi} \frac{E_{m\phi}}{x_{\phi}} (\sin \gamma_{p.\phi} - \gamma_{p.\phi} \cos \gamma_{p.\phi}).$$

В соответствии с (15-13) амплитуда тока вентиляй форсировочной группы

$$I_{m\phi} = \frac{E_{m\phi}}{x_{\phi}} (1 - \cos \gamma_{p.\phi}).$$

Основная гармоническая тока рабочей части обмотки рассчитывается по формулам (15-10).

Далее определяем основную гармоническую тока форсировочной части обмотки. Принимая новое начало отсчета времени $\pi - \gamma_{p.\phi} \leq \omega t \leq \pi + \gamma_{p.\phi}$, из выражений (15-13) находим

$$i'_1 = i_{\phi} = - \frac{I_{m\phi}}{1 - \cos \gamma_{p.\phi}} \times (\cos \gamma_{p.\phi} + \cos \omega t).$$

Тогда

$$A_1 = \frac{2}{\pi} \frac{I_{m\phi}}{1 - \cos \gamma_{p.\phi}} \int_{\pi - \gamma_{p.\phi}}^{\pi + \gamma_{p.\phi}} (\cos \gamma_{p.\phi} + \cos \omega t) \cos \omega t d\omega t$$

или

$$A_1 = \frac{2I_{m\phi}}{\pi (1 - \cos \gamma_{p.\phi})} \left(\gamma_{p.\phi} - \frac{1}{2} \sin \gamma_{p.\phi} \right).$$

Так как $B_1 = 0$, то $I_{1\phi} = A_1 / \sqrt{2}$; $\varphi_{1\phi} = \pi/2$.

Векторная диаграмма напряжений вспомогательного генератора с двумя группами вентиляй показана на рис. 15-9. В этой диаграмме действие форсировочной части обмотки учитывается реакцией якоря. Если обозначить отношение чисел витков полной обмотки к числу витков рабочей части обмотки через k , то МДС форсировочной части создает в рабочей части обмотки ЭДС, равную $kI_{1\phi}x_{aq}$, где x_{aq} — индуктивное сопротивление реакции якоря по поперечной оси для рабочей части обмотки.

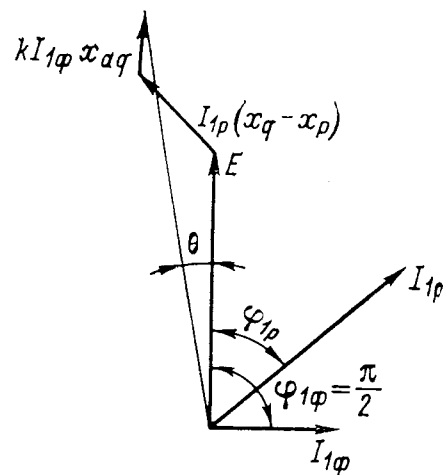


Рис. 15-9. Векторная диаграмма напряжений вспомогательного синхронного генератора с двумя параллельно включенными группами вентиляй

При углах управления $\alpha_{\phi} < \alpha_{\phi,г}$ будут режимы работы с полным переходом тока с вентиля рабочей группы на вентиль форсировочной группы. Такие режимы рассмотрены в работе [14]. Однако при таких режимах имеют место повышенные потери во вспомогательном генераторе из-за больших токов в форсировочной части обмотки. Поэтому режим работы без полного перехода токов является предпочтительным для систем тиристорного независимого возбуждения. Для такого режима справедливы формулы, полученные выше при рассмотрении одногрупповой схемы. Однако вместо E_m , x , α и γ следует использовать E_{mp} , x_p , α_p и γ_p соответственно.

Для расчета напряжений и токов в двухгрупповой схеме в нормальном режиме, а также в режимах форсирования и инвертирования необходимо знать индуктивные сопротивления вспомогательного генератора. В работе [14] показано, что

$$\left. \begin{aligned} x_p &= x/k_3; \\ k_3 &= \frac{\frac{k^2 + k}{2} + \frac{1/k^2 + 1/k}{2}}{2}. \end{aligned} \right\} \quad (15-14)$$

Здесь x — индуктивное сопротивление полной обмотки, равное $x = (x_d'' + x_2)/2$.

Во время одновременной работы вентиля форсировочной и рабочей групп форсировочная часть обмотки замыкается накоротко. В результате получается однофазное короткое замыкание. Поэтому

$$x_{\phi} = \frac{x_d'' + x_2 + x_0}{3k_3'}$$

где k_3' определяется по формуле (15-14), но вместо k подставляется $k/(k-1)$.

Расчет токов и напряжений для режима с полным переходом токов с вентилей рабочей группы на вентили форсировочной группы изложен в работе [14]. Определение гармонических составляющих фазных токов и построение векторной диаграммы вспомогательного синхронного генератора выполнены в работе [20].

Для совместной работы АРВ и преобразователя важное значение имеет регулировочная характеристика, представляющая собой зависимость среднего значения выпрямленного напряжения U_d от напряжения управления $U_{упр}$ (выходное напряжение АРВ).

Для обеспечения устойчивой работы системы автоматического регулирования зависимость выпрямленного напряжения

от напряжения входа АРВ должна быть близка к линейной при отключении обратных связей. Получение такой характеристики для двухгрупповой схемы преобразования связано со значительными трудностями. Поэтому для облегчения наладочных работ целесообразно заранее выполнить расчет указанной характеристики.

В тиристорных системах возбуждения гидрогенераторов широко используется вертикальный принцип управления с арккосинусной зависимостью импульсов управления от угла управления тиристоров.

Углы управления рабочей и форсировочной групп вентилей должны быть выбраны таким образом, чтобы к моменту полного открытия вентилей рабочей группы выпрямленный ток полностью проходил через вентили форсировочной группы. В этом случае регулировочная характеристика преобразователя $U_d = f(U_{упр})$ будет состоять из двух линейных участков с разными наклонами. За счет изменения коэффициента усиления регулятора по каналу воздействия на форсировочную группу можно изменить наклон соответствующего участка регулировочной характеристики и, следовательно, получить приблизительно линейную характеристику.

В основу расчета регулировочной характеристики преобразователя могут быть положены формулы для двухгрупповой схемы.

15-4. ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ ТИРИСТОРНОЙ ВОЗБУДИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

Главные трудности в расчете переходных процессов гидрогенератора с независимой системой возбуждения состоят, во-первых, в том, что в схеме имеется синхронный генератор, работающий на выпрямительную нагрузку, и, во-вторых, в том, что приходится рассчитывать каскадную систему, состоящую из двух синхронных машин с их регуляторами и тиристорными выпрямителями.

Наибольший интерес представляют переходные процессы, происходящие во время форсирования возбуждения и во время гашения магнитного поля гидрогенератора. В первом случае АРВ переводит тиристорный выпрямитель гидрогенератора на работу с углом управления $\alpha \approx 0$. Через 0,01—0,02 с на обмотке возбуждения гидрогенератора появляется предельное напряжение, под воздействием которого ток возбуждения увеличивается обычно до $I_d \approx 2I_{d\text{ном}}$. Если система возбуждения имеет повышенную кратность форсирования возбуждения ($k = 3 \div 4$), то после достижения тока $I_d \approx 2I_{d\text{ном}}$ наступит режим ограничения тока возбуждения. Это достигается с помощью блока ограничения тока ротора (БОР), имеющегося в АРВ. Он увеличивает угол управления α до такого значения, при котором среднее значение выпрямленного напряжения получается равным дву-

кратной величине. Возбудительные системы должны выдерживать двукратный номинальный ток возбуждения в течение не менее 50 с для машин с косвенной системой охлаждения и не менее 20 с для гидрогенераторов с форсированным воздушным охлаждением обмотки ротора.

Гашение магнитного поля гидрогенератора достигается за счет перевода выпрямителя в инверторный режим. Для наиболее интенсивного гашения поля угол управления α должен быть максимальным. Однако при угле управления $\alpha > \pi - \gamma$ инверторный режим нарушается. В этом случае ток обмотки возбуждения замыкается через тиристоры мостовой схемы, минуя вспомогательный синхронный генератор. Поэтому гашение поля будет происходить медленно, с постоянной времени обмотки возбуждения. В связи с этим необходимо иметь некоторый угол запаса δ . Тогда $\alpha_{\max} = \pi - \gamma - \delta$.

Наряду с переходными процессами при больших отклонениях важное значение имеют процессы при малых отклонениях от установившегося режима. Такие процессы рассчитываются, в частности, при исследовании устойчивости системы регулирования возбуждения. Ниже рассмотрены особенности переходных процессов в системах возбуждения и регулирования как при больших, так и при малых отклонениях напряжений, токов и углов от их значений в установившихся режимах работы. Так как в режимах форсирования и гашения поля в двухгрупповой схеме работает только одна форсировочная группа вентилей, то в основу рассмотрения переходных процессов положена одногрупповая схема преобразования.

Если исключить влияние демпферной системы вспомогательного синхронного генератора на протекание переходных процессов в нем и, кроме того, не учитывать аperiodические токи в статорной обмотке, появляющиеся при внезапных изменениях режима, то в основу расчета переходных процессов вспомогательного генератора можно положить векторную диаграмму. Для поперечной оси машины имеем

$$E \sin \theta = (x_q - x) I_1 \cos (\theta + \varphi_1), \quad (15-15)$$

для продольной оси находим

$$-E \cos \theta = (x_d - x) I_1 \sin (\theta + \varphi_1) - x_{ad} i_f^*. \quad (15-16)$$

Уравнения (15-15) и (15-16) написаны в относительных единицах. В качестве базисных тока i_b и напряжения U_b обмотки статора приняты амплитудные значения номинальных фазных тока и напряжения, а в качестве базисного тока обмотки возбуждения i_{fb} — такой ток, который создает магнитный поток, индуктирующий в каждой фазе генератора при холостом ходе ЭДС с амплитудным значением $x_{ad} i_b$. Поэтому

$$i_f^* = i_f / i_{fb},$$

где i_f — ток обмотки возбуждения вспомогательного генератора в амперах.

Для обмотки возбуждения без учета насыщения или с неизменным насыщением магнитной цепи справедливо следующее равенство:

$$x_f = \frac{di_f}{d\omega t} + r_f i_f^* + 2\Delta U^* - x_{ad} \frac{dI_1 \sin(\theta + \varphi_1)}{d\omega t} = U_f^*. \quad (15-17)$$

В соответствии с принятой системой относительных единиц

$$i_{f6} = \frac{3}{2} k_r i_6; \quad U_{f6} = \frac{U_6}{k_r}; \quad r = \frac{r_6}{3k_r^2/2},$$

где

$$k_r = \frac{k_{ad} \omega k_w}{2p\omega_e}; \quad r_6 = \frac{U_6}{i_6}.$$

Поэтому приведение величин обмотки возбуждения к статорной обмотке выполняется следующим образом:

$$U_f^* = U_f / U_{f6}; \quad \Delta U^* = \Delta U / U_{f6}; \quad x_f = \omega l_f / r_{f6}; \quad r = r_{ff} / r_{f6},$$

где U_f — среднее значение выпрямленного напряжения, приложенного к обмотке возбуждения вспомогательного генератора; l_f , r_{ff} — индуктивность и омическое сопротивление обмотки возбуждения вспомогательного генератора.

Уравнения (15-12) — (15-14) позволяют рассчитать переходный процесс вспомогательного синхронного генератора. Следует иметь в виду, что такой расчет должен выполняться совместно с расчетом переходного процесса гидрогенератора, а также с учетом действия АРВ главного и вспомогательного генераторов. АРВ главного генератора изменяет угол управления α выпрямителя в цепи возбуждения гидрогенератора, а следовательно, угловой сдвиг φ_1 статорных токов I_1 по отношению к ЭДС E . АРВ вспомогательного генератора изменяет значение напряжения возбуждения U_f вспомогательного генератора.

В связи со сложностью расчетов переходных процессов рассматриваемой каскадной электромагнитной системы их удобно выполнять численным методом. Целесообразно использовать для этих целей ЭВМ.

Сложность изучения переходных процессов вспомогательного генератора вызвана главным образом влиянием реакции якоря. Однако во время переходных процессов ее влияние по продольной оси в значительной мере компенсируется свободными токами в обмотке возбуждения и действием регулятора возбуждения вспомогательного генератора. Поэтому приближенно можно считать, что переходная ЭДС E_q' остается во время переходного процесса неизменной. Дальнейшее допущение может состоять в принятии $E = \text{const}$. Тогда вспомогательный генератор будет источником с неизменной ЭДС E и внутренним сопротивлением x . При этих условиях расчет переходных процессов независимого возбуждения становится очень

простым. Для неустановившегося режима имеем в системе единиц СИ

$$L_f \frac{dI_d}{dt} + \left(\frac{3}{\pi} x + r_f \right) I_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha - 2\Delta U, \quad (15-18)$$

где L_f — индуктивность обмотки возбуждения гидрогенератора.

Из последнего равенства видно, что постоянная времени цепи возбуждения

$$T_{d0} = \frac{L_f}{r_f + \frac{3}{\pi} x}.$$

Наличие индуктивных сопротивлений и протекание по ним токов приводит к снижению среднего значения выпрямленного напряжения. Поэтому индуктивное сопротивление вспомогательного генератора суммируется не геометрически, а арифметически с омическим сопротивлением обмотки возбуждения.

Если степень насыщения магнитной цепи гидрогенератора в процессе переходного процесса изменяется, то в качестве индуктивности L_f следует принимать мгновенное значение эквивалентной индуктивности обмотки возбуждения. В этом случае необходимо иметь зависимость мгновенного значения индуктивности от тока. Тогда уравнение (15-18) может быть представлено в виде

$$L_{fq}(I_d) \frac{dI_d}{dt} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha - \left(r_f + \frac{3}{\pi} x \right) I_d - 2\Delta U, \quad (15-19)$$

где L_{fq} — мгновенное значение эквивалентной индуктивности.

Уравнение (15-19) удобно решать численным методом. В эквивалентной индуктивности в общем случае учитывается влияние обмотки статора и демпферной обмотки. Эквивалентная индуктивность будет при этом наименьшей при короткозамкнутой обмотке статора.

При более точных расчетах установившихся и переходных режимов работы схем с выпрямителями целесообразно учитывать активные сопротивления цепей переменного тока преобразователей, а также сопротивления соединительных кабелей на стороне переменного и постоянного тока. Сопротивления кабелей на стороне постоянного тока могут быть добавлены к сопротивлению обмотки возбуждения, а сопротивления кабелей на стороне переменного тока — к фазным сопротивлениям вспомогательного генератора. В соответствии с работой [20] для установившихся режимов имеем

$$U_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha - \left[r_f + \frac{3}{\pi} x + \left(2 - \frac{3\gamma}{2\pi} \right) r \right] I_d - 2\Delta U,$$

где r — активное сопротивление фазы вместе с соединительным кабелем; r_f — сопротивление обмотки возбуждения вместе с сопротивлением кабелей на стороне постоянного тока.

Для переходного процесса вместо уравнений (15-18) и (15-19) будем иметь соответственно

$$L_f \frac{dI_d}{dt} + \left[r_f + \frac{3}{\pi} x + \left(2 - \frac{3\gamma}{2\pi} r \right) I_d = \right. \\ \left. = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha - 2\Delta U; \right. \quad (15-20)$$

$$T_{d0} = \frac{L_f}{r_f + \frac{3}{\pi} x + \left(2 - \frac{3\gamma}{2\pi} r \right) r}; \quad (15-21)$$

$$L_{fq}(I_d) \frac{dI_d}{dt} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha - \left[r_f + \frac{3}{\pi} x + \right. \\ \left. + \left(2 - \frac{3\gamma}{2\pi} r \right) r \right] I_d - 2\Delta U. \quad (15-22)$$

Уравнения (15-17) — (15-22) могут быть применены для расчета переходных процессов как при малых, так и больших колебаниях.

Рассмотрим в качестве примера переходного процесса режим форсирования возбуждения гидрогенератора. Если в исходном режиме выпрямитель работал с номинальным током возбуждения $I_{d \text{ ном}}$ и углом управления α_n , то при переводе выпрямителя в режим с $\alpha \approx 0$ из уравнения (15-18) получим

$$I_d = I_{d \text{ ном}} + \frac{\frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m (1 - \cos \alpha_n)}{r_f + \frac{3}{\pi} x} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_d}} \right).$$

Если система возбуждения имеет повышенную кратность форсирования, то ток возбуждения нарастает до $i_e \approx 2i_{e \text{ ном}}$, после чего вступает в действие устройство ограничения тока возбуждения в АРВ главного генератора.

В общем случае вместо индуктивности холостого хода L_f следует использовать эквивалентную индуктивность L_f' , учитывающую влияние замкнутых контуров статора. При необходимости учета насыщения должно быть использовано уравнение (15-19).

Для иллюстрации определим постоянную времени T_{d0} для гидрогенератора средней мощности без учета и с учетом наличия выпрямителя. При этом предполагается, что гидрогенератор работает в режиме холостого хода, а влияние демпферной системы не учитывается. При $L_f = 0,8$ Гн, $r_f = 0,222$ Ом, $x = 0,05$ Ом, $r = 0,005$ Ом и $\gamma = 40^\circ$ найдем:

при $x=0, r=0$

$$T_{d0} = \frac{L_f}{r_f} = \frac{0,8}{0,222} = 3,77 \text{ с};$$

при $r=0, x \neq 0$

$$T_{d0} = \frac{L_f}{r_f + \frac{3}{\pi} x} = \frac{0,8}{0,222 + \frac{3}{\pi} 0,05} = 2,96 \text{ с};$$

при $r \neq 0, x \neq 0$

$$T_{d0} = \frac{L_f}{r_f + \frac{3}{\pi} x + \left(2 - \frac{3\gamma}{2\pi}\right) r} =$$

$$= \frac{0,8}{0,222 + \frac{3}{\pi} 0,05 + \left(2 - \frac{3 \cdot 40}{360}\right) 0,005} = 2,88 \text{ с}.$$

Полученные значения T_{d0} показывают большое влияние индуктивных сопротивлений цепей постоянного тока выпрямителя на постоянную времени цепи возбуждения гидрогенератора.

Рассмотрим далее переходные процессы при гашении поля гидрогенератора.

Если не учитывать влияния демпферной системы и насыщения магнитной цепи гидрогенератора, то из уравнения (15-20) для режима холостого хода найдем

$$I_d = I_{d0} e^{-\frac{t}{T_{d0}}} + \frac{\frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha - 2\Delta U}{r_f + \frac{3}{\pi} x + \left(2 - \frac{3\gamma}{2\pi}\right) r} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_{d0}}}\right), \quad (15-23)$$

где I_{d0} — ток в начале процесса гашения поля, равный

$$I_{d0} = \frac{\frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_m \cos \alpha_0}{r_f + \frac{3}{\pi} x + \left(2 - \frac{3\gamma}{2\pi}\right) r};$$

α_0 — угол управления перед началом форсирования.

Из уравнения (15-23) можно определить время гашения поля t_r , приняв в формуле (15-23) $I_d=0$. Тогда

$$t_r = I_{d0} \ln \frac{\cos \alpha_0 + \cos(\gamma + \delta)}{\cos(\gamma + \delta)}, \quad (15-24)$$

где δ — угол восстановления вентильных свойств.

Гашение поля в режиме трехфазного короткого замыкания происходит значительно быстрее, чем в режиме холостого хода, поскольку постоянная времени цепи возбуждения равна

$$T'_d = T_{d0} \frac{x'_d}{x_d}.$$

Если для рассматриваемого гидрогенератора средней мощности $x'_d/x_d = 0,25$, то $T'_d = 2,88 \cdot 0,25 = 0,72$ с.

15-5. ПРИНЦИП РАСЧЕТА ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

Вспомогательный синхронный генератор работает на выпрямительную нагрузку. Поэтому его фазные токи являются несинусоидальными. Фазные токи могут быть разложены на основную и высшие гармонические. Наличие высших гармонических приводит к появлению МДС, вращающихся с различными частотами вращения по отношению к ротору. В результате этого в контуре ротора, прежде всего в его демпферной системе, возникают переменные токи высших гармоник и дополнительные потери. Наряду с этим высшие гармонические статорных токов создают дополнительные потери в самой статорной обмотке и вызывают падения напряжения в индуктивных сопротивлениях обмотки статора. Последнее приводит к искажению кривой магнитного потока в сердечнике статора и к появлению дополнительных потерь в стали статора.

Реальный генератор, работающий на выпрямительную нагрузку с неискаженной ЭДС и выпрямительным током $I_{d \text{ ном}}$, имеет приблизительно такие же потери в статоре (обмотка и сердечник), как и генератор с синусоидальными напряжением U и током статора I . Поэтому мощность вспомогательного синхронного генератора может быть приблизительно определена по формуле

$$S_{\text{ном}} = 3UI,$$

где $S_{\text{ном}}$ — номинальная полная мощность; U и I — действующие фазные напряжение и ток.

Действующее фазное напряжение должно быть принято равным неискаженной ЭДС. Последняя приблизительно равна ЭДС, создаваемой магнитным потоком в воздушном зазоре.

Синусоидальный ток I следует принять равным действующему фазному току. Если фазный ток упрощенно представить прямоугольником с основанием $2\pi/3$ на участке π , то

$$I = \sqrt{\frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi/3} I_d^2 d\omega t} = \sqrt{\frac{2}{3}} I_{e \text{ ном}},$$

где $I_{e \text{ ном}}$ — номинальный ток возбуждения гидрогенератора.

Действующее напряжение U в соответствии с внешней характеристикой преобразователя (15-9) в режиме форсирования может быть определено из формулы

$$kU_{e \text{ ном}} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} U - \frac{3}{\pi} x I_{d \text{ ном}} - 2\Delta U.$$

В реальных условиях работы действующее напряжение на выводах генератора U_r будет несколько меньше напряжения $U = E$ в связи с падением напряжения в сопротивлении $x = (x'_d + x_2)/2$. Однако потери в обмотке и в сердечнике статора генератора, работающего на выпрямительную нагрузку и имеющего неискаженную ЭДС E , будут приблизительно такими же, как и у генератора с синусоидальными напряжением U и током I .

Формула (15-24) относится к одnogрупповой схеме. Однако эта формула остается справедливой и для двухгрупповой схемы, если сечение меди принимается одинаковым для рабочей и форсировочной частей статорной обмотки. Следует заметить, что обычно такое решение используется для вспомогательных синхронных генераторов систем независимого возбуждения. Если сечение меди q_ϕ форсировочной части меньше сечения меди q_p рабочей части обмотки, то мощность генератора будет

$$S_{\text{ном}} = 3 \frac{1 + \frac{\omega_\phi q_\phi}{\omega_p q_p}}{1 + \frac{\omega_\phi}{\omega_p}} UI, \quad (15-25)$$

где ω_ϕ и ω_p — число витков форсировочной и рабочей частей статорной обмотки.

Пусть, например, $\omega_\phi/\omega_p = 2$ и $q_\phi/q_p = 1/2$, т. е. масса меди рабочей и форсировочной частей обмоток одинакова. Тогда в соответствии с формулой (15-25)

$$S_{\text{ном}} = 2UI,$$

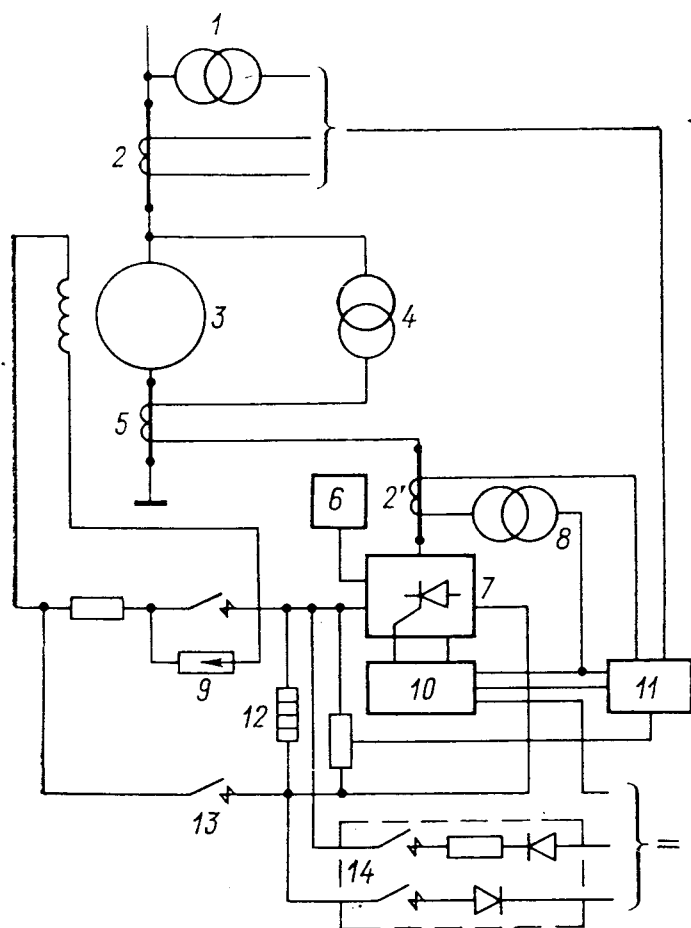
т. е. мощность вспомогательного генератора в двухгрупповой схеме преобразования составит $2/3$ мощности в одnogрупповой схеме.

Необходимо отметить, что в соответствии с ГОСТ 18142—72 и ГОСТ 183—74 гидрогенератор должен быть рассчитан на длительную работу с перегрузкой 10%. В этом случае мощность вспомогательного генератора должна быть соответственно повышена примерно на 20%.

Расчет потерь во вспомогательном генераторе изложен в гл. 5 и 6.

15-6. ПРИНЦИПЫ РАСЧЕТА СИСТЕМ ТИРИСТОРНОГО САМОВОЗБУЖДЕНИЯ

Принципиальная схема системы самовозбуждения показана на рис. 15-10. В общем случае в схеме имеются последовательные вольтодобавочные трансформаторы 5. Эти трансформаторы выполняются с разомкнутой магнитной цепью. Поэтому ЭДС их вторичных обмоток пропорциональны току в первичных обмотках. Это позволяет, как указано выше, стабилизировать напряжение на зажимах выпрямителя при



их вторичных обмоток пропорциональны току в первичных обмотках. Это позволяет, как указано выше, стабилизировать напряжение на зажимах выпрямителя при

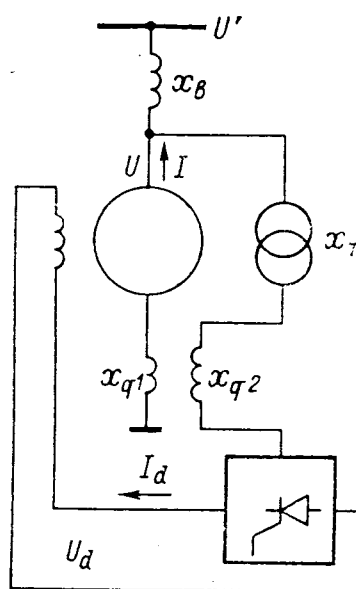


Рис. 15-10. Система самовозбуждения гидрогенератора

1 — трансформатор напряжения; 2 и 2' — трансформаторы; 3 — гидрогенератор; 4 — выпрямительный трансформатор; 5 — последовательный вольтодобавочный трансформатор; 6 — теплообменник; 7 — тиристорный преобразователь; 8 — трансформатор собственных нужд; 9 — разрядник; 10 — система управления тиристорами; 11 — автоматический регулятор возбуждения; 12 — ограничитель перенапряжения; 13 — автомат гашения поля; 14 — устройство начального возбуждения

Рис. 15-11. Расчетная схема системы самовозбуждения с последовательными вольтодобавочными трансформаторами

x_{q1} , x_{q2} — индуктивные сопротивления первичной и вторичной обмоток последовательных вольтодобавочных трансформаторов; x_T — индуктивное сопротивление короткого замыкания выпрямительного трансформатора; U — напряжение шин бесконечной мощности; x_B — внешнее индуктивное сопротивление

коротких замыканий в цепях первичной коммутации генератора.

Тиристорный преобразователь 7 может выполняться как по одногрупповой, так и по двухгрупповой схеме. При кратности форсирования возбуждения до 2,5 применяются одногрупповые или двухгрупповые схемы преобразования, а при большей

кратности форсирования — двухгрупповые или каскадные схемы.

Гашение поля в нормальных эксплуатационных режимах осуществляется инвертированием, а в аварийных режимах — автоматом гашения поля 13.

Ток возбуждения генератора в установившемся режиме определяется, с одной стороны, на основе векторной диаграммы напряжений, с другой — на основе внешней характеристики преобразователя.

Расчетная схема системы самовозбуждения с последовательными вольтодобавочными трансформаторами показана на рис. 15-11. Непосредственно из этой схемы имеем

$$\dot{E} = \frac{U}{n_{в.т}} + jn_{п.т}x_{q1}I, \quad (15-26)$$

где $n_{в.т}$ — коэффициент трансформации выпрямительного трансформатора; $n_{п.т}$ — коэффициент трансформации последовательных трансформаторов.

Принимая во внимание формулу (15-9), приводим уравнение (15-26) к виду

$$I_d r_f + (x_t + x_{q2}) I_d = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} \times \sqrt{\left(\frac{U}{n_{в.т}} + In_{п.т}x_{q1} \sin \varphi\right)^2 + (In_{п.т}x_{q1} \cos \varphi)^2} \cos \alpha, \quad (15-27)$$

где x_t — индуктивное сопротивление короткого замыкания выпрямительного трансформатора; x_{q2} — индуктивное сопротивление вторичной обмотки последовательных трансформаторов.

Если не учитывать снижение напряжения, вызываемое коммутационными процессами, а также падения напряжений в тиристорах, то для режима форсирования равенство (15-27) может быть представлено в виде

$$\frac{U_{в}}{U_{e0}} = 2,34 \sqrt{\left(\frac{U_{ном}}{n_{в.т}U_{e0}} \frac{U}{U_{ном}} + \frac{n_{п.т}x_{q1}I_{ном}}{U_{e0}} \frac{I}{I_{ном}} \sin \varphi\right)^2 + \left(\frac{n_{п.т}x_{q1}I_{ном}}{U_{e0}} \frac{I}{I_{ном}} \cos \varphi\right)^2}, \quad (15-28)$$

где $U_{в} = I_d r_f$ — заданное напряжение на обмотке возбуждения при форсировании ($\alpha = 0$) или предельное напряжение возбуждения; U_{e0} — напряжение на обмотке возбуждения при токе ротора, соответствующем номинальному напряжению статора при холостом ходе и рабочей температуре ротора.

Введем следующие обозначения:

$$k_{ш} = \frac{2,34U_{ном}}{n_{в.т}U_{e0}}; \quad k_c = \frac{2,34n_{п.т}x_{q1}I_{ном}}{U_{e0}}. \quad (15-29)$$

Коэффициент $k_{ш}$ равен выпрямленному напряжению в долях U_{e0} , которое обеспечивает выпрямительный трансформатор

при полностью открытых вентилях и номинальном напряжении обмотки статора генератора.

Коэффициент k_c равен выпрямленному напряжению в относительных единицах, которое получается при полностью открытых вентилях и номинальном токе обмотки статора за счет наличия в схеме последовательных вольтодобавочных трансформаторов.

С учетом введенных обозначений (15-29) равенство (15-28) примет вид

$$k_{ш} = -k_c \frac{I}{U} \sin \varphi + \sqrt{\left(\frac{U_B}{U}\right)^2 - \left(k_c \frac{I}{U} \cos \varphi\right)^2}, \quad (15-30)$$

где U_B , U и I выражены в относительных единицах. При построении зависимости $k_{ш} = f(k_c)$ используется формула (15-30) для расчета режимов, имеющих наибольшее значение для системы самовозбуждения. К таким режимам относятся: а) номинальный режим; б) внезапное трехфазное короткое замыкание; в) установившееся трехфазное короткое замыкание; г) отключение короткого замыкания; д) асинхронные провороты.

Для номинального режима в формуле (15-30) принимается $I=1$, $U=1$, $\cos \varphi = \cos \varphi_{ном}$ и строится зависимость $k_{ш} = f(k_c)$, показанная на рис. 15-12 кривой 1.

Предполагается, что трехфазное короткое замыкание происходит на стороне высшего напряжения повышающего трансформатора. При внезапном коротком замыкании вычисляется переходная периодическая составляющая тока

$$I'_{к.з} = \frac{E'_q}{x'_d + x_T}$$

и напряжение на выводах генератора $U_{к.з} = I'_{к.з} x_T$, где x_T — индуктивное сопротивление короткого замыкания повышающего трансформатора. Подставляя $I = I'_{к.з}$ и $U = U_{к.з}$ в формулу (15-30), строим по ней кривую 2 (рис. 15-12).

Установившийся ток трехфазного короткого замыкания $I_{к.з}$ определяется графически по характеристикам холостого хода и короткого замыкания при токе возбуждения $i_e = 2i_{e\text{ ном}}$ ($i_{e\text{ ном}}$ — ток ротора при номинальном режиме). Такой способ позволяет учесть насыщение магнитной цепи машины. Напряжение $U = I_{к.з} x_T$. Рассматриваемому режиму соответствует зависимость 3 (рис. 15-12).

Удовлетворение равенства (15-30) при внезапном и установившемся трехфазных коротких замыканиях обеспечивает получение предельного напряжения возбуждения в этих режимах. Поэтому система самовозбуждения в этих режимах будет эквивалентна системе независимого возбуждения.

В процессе короткого замыкания обычно уменьшается магнитный поток гидрогенератора. Поэтому при отключении корот-

кого замыкания напряжение гидрогенератора может быть пониженным. В связи с этим возникает необходимость включения данного режима в число основных расчетных режимов. Обычно предполагается, что отключение внезапного короткого замыкания производится основной релейной защитой через 0,12—0,15 с. Расчет переходного процесса генератора с учетом изменения угла θ во время короткого замыкания и определение напряжения и тока статора, а также угла φ в момент отключения короткого замыкания могут выполняться по методу, применяемому в расчетах динамической устойчивости [27].

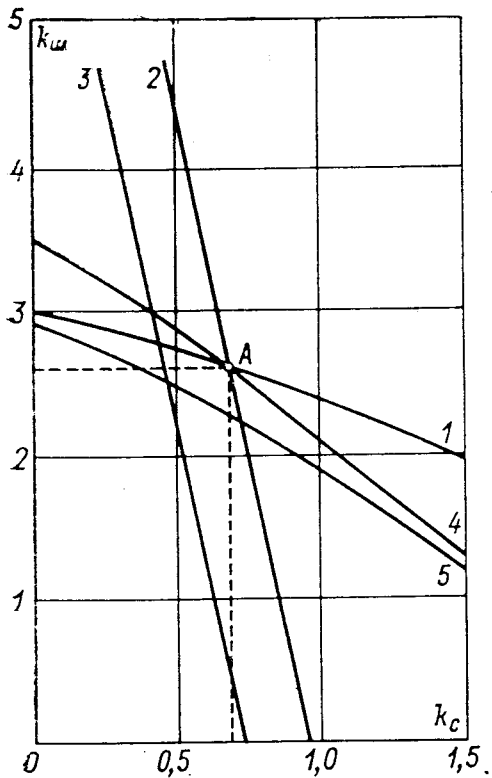


Рис. 15-12. Зависимость между коэффициентами $k_{ш}$ и k_c

основных расчетных режимов. Для упрощения расчет обычно производится при отсутствии активной нагрузки. Вполне естественно, что величины U и I будут зависеть от сопротивления x_c . Поэтому расчеты выполняются для нескольких значений x_c . На рис. 15-12 в качестве примера построена кривая 5 для одного из значений x_c .

Следует заметить, что в формуле (15-30) знак перед первым членом правой части для рассматриваемого режима должен быть изменен на обратный.

Для того чтобы система самовозбуждения удовлетворяла предъявляемым к ней требованиям, необходимо выбрать коэффициенты $k_{ш}$ и k_c таким образом, чтобы они соответствовали точке пересечения A крайней правой и верхней кривых на рис. 15-12 (кривые 2 и 1 соответственно).

углов θ и φ , а также напряжения U и тока I гидрогенератора зависят от индуктивного сопротивления x_c между шинами высокого напряжения электростанции и эквивалентными шинами бесконечной мощности приемной энергосистемы. Поэтому расчеты проводятся для нескольких типовых значений x_c . На рис. 15-12 в качестве примера показана зависимость $k_{ш} = f(k_c)$ для одного из значений x_c (кривая 4).

Если в режиме короткого замыкания последовательные вольтодобавочные трансформаторы увеличивают напряжение переменного тока выпрямителя, то в режиме асинхронных проворотов при угле $\theta \approx 180^\circ$, когда ток в обмотке статора имеет противоположное направление, последовательные трансформаторы, наоборот, уменьшают напряжение. Поэтому данный режим также принадлежит к числу

Выбрав значения коэффициентов $k_{ш}$ и k_c , можно перейти к определению фазных напряжений вторичной обмотки выпрямительного ($U_{2в.т}$) и последовательного ($U_{2п.т}$) трансформаторов при номинальных напряжении и токе статора. Фазные напряжения равны [40]:

$$U_{2в.т} = \frac{1}{2,34} k_{ш} k_x k_B U_{в.х.х}; \quad (15-31)$$

$$U_{2п.т} = \frac{1}{2,34} k_c k_x k_B k_r U_{в.х.х}. \quad (15-32)$$

В равенствах (15-31) и (15-32) использованы новые коэффициенты k_x , k_B и k_r .

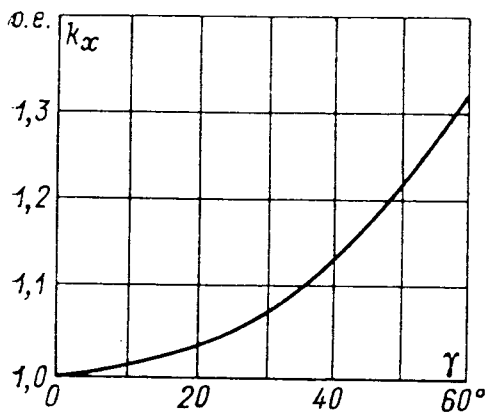


Рис. 15-13. Зависимость коэффициента k_x от угла коммутации γ

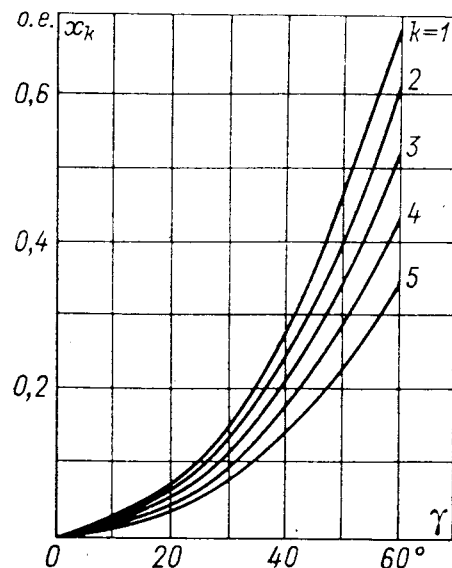


Рис. 15-14. Зависимость индуктивного сопротивления x_k от γ

Коэффициент k_x учитывает коммутационные падения напряжения и равен

$$k_x = 1 + \frac{\frac{3}{\pi} x_{q2} \cdot 2I_d}{U_B}.$$

На рис. 15-13 приведена зависимость коэффициента k_x от угла коммутации γ при двойном токе ротора ($I_d = 2I_{d \text{ ном}}$). Обычно угол коммутации при таком токе принимается равным 30—50°.

Коэффициент k_B учитывает падение напряжения в тиристорах выпрямителя и равен

$$k_B = 1 + 2\Delta U / U_{d \text{ ном}}.$$

Коэффициент k_r учитывает падения напряжения в активных сопротивлениях и равен

$$k_r = 1 + \frac{\Delta U_{r=} + \Delta U_{r\sim}}{U_{d \text{ ном}}},$$

где $\Delta U_{r=} = I_d r_{=} —$ падение напряжения в кабелях на стороне постоянного тока выпрямителя, а $\Delta U_{r \sim} = \frac{3}{\pi} I_d r_{\sim} \left(2 - \frac{3\gamma}{2\pi} \right) —$ падение напряжения в активных сопротивлениях цепей переменного тока.

Суммарные индуктивные сопротивления x_k в относительных единицах, определяющие коммутацию вентиля, могут быть найдены из рис. 15-14 [40]. Этот график построен при различных кратностях форсирования возбуждения k в предположении, что требуемое предельное напряжение получается при двукратном токе возбуждения. В системе единиц СИ

$$x_{k(OM)} = x_{k(o.e)} r_f; \quad x_{k(OM)} = x_{T(OM)} + x_{q2(OM)} + x'_k,$$

где $x'_k —$ индуктивное сопротивление соединительных кабелей. Задаваясь $x_k = 0,05 \div 0,08$, находим x_{q2} .

Ток первичной обмотки последовательных трансформаторов равен току генератора. В одnogрупповой схеме выпрямления ток вторичных обмоток выпрямительного и последовательных трансформаторов равен $\sqrt{2/3} I_d$. При выборе сечений обмоток трансформаторов следует иметь в виду, что гидрогенераторы должны быть рассчитаны на работу с перегрузкой 10% в длительном режиме.

В двухгрупповой схеме выпрямления вольтодобавочные трансформаторы включаются последовательно с форсировочными частями вторичной обмотки выпрямительного трансформатора. Для уменьшения массы и габаритов трансформаторов стремятся к тому, чтобы вторичные обмотки последовательных трансформаторов и форсировочные части обмотки выпрямительного трансформатора были рассчитаны на минимальный ток. Такой ток соответствует минимальному току возбуждения гидрогенератора по условиям статической устойчивости при номинальной активной мощности.

Определив напряжения, токи и сопротивления трансформаторов, можно либо подобрать трансформаторы из имеющихся или рассчитать новые.

Для выбора числа последовательно соединенных вентиля необходимо знать максимальное значение фазного напряжения на стороне переменного тока выпрямителя. Оно равно

$$U_{\phi \max} = k_x k_B k_r \frac{U_B}{2,34}.$$

Как и в системе независимого возбуждения, число последовательно соединенных вентиля

$$n \geq \frac{\sqrt{6} U_{\phi \max} k_k k_p}{U_{кл}}.$$

Здесь $U_{кл}$ — допустимое обратное напряжение вентиля (напряжение класса); k_k — коэффициент коммутации, учитывающий искажение кривой напряжения при коммутации; k_p — коэффициент распределения, учитывающий характер деления напряжения между последовательно соединенными вентилями в соответствии с их характеристиками.

В связи с использованием в системах самовозбуждения автоматов гашения поля (АГП) обычно устанавливаются два разрядника: один — для защиты выпрямителя, а второй — для защиты обмотки возбуждения. Первый включается через сопротивление на выводы выпрямителя, второй — также через сопротивление на выводы обмотки ротора. Между ними последовательно включается АГП.

Уставка разрядника по напряжению U_p для защиты выпрямителя выбирается аналогично уставке в системах независимого возбуждения, а именно

$$U_p = \sqrt{6} \left(1 + \frac{k_k - 1}{2} \right) k_{разб} k_{отср} U_{ф \max},$$

где $k_{разб}$ — коэффициент разброса в срабатывании разрядника принятого типа; $k_{отср}$ — коэффициент отстройки.

Уставка разрядника по напряжению для защиты обмотки ротора

$$U_p = (\sqrt{U_{АГП}} + \sqrt{6} U_{ф \max}) k_{разб}.$$

Суммирование напряжений АГП и выпрямителя обусловлено их последовательным соединением. Напряжение $U_{АГП}$ выбирается в соответствии с требованием, предъявляемым к длительности гашения поля гидрогенератора.

При выборе уставки разрядника по напряжению для защиты обмотки ротора необходимо иметь в виду, что возможное значение напряжения на обмотке не должно превышать 70 % заводского испытательного напряжения. Поскольку разброс в напряжениях срабатывания разрядника может быть как в меньшую, так и в большую сторону, то выбор уставки разрядника должен удовлетворять неравенству

$$\frac{k_{разб} U_p}{\sqrt{2}} < 0,7 U_{исп},$$

где $U_{исп}$ — действующее заводское испытательное напряжение.

Рассмотрим далее особенности расчета системы самовозбуждения без последовательных трансформаторов. В этом случае фазное напряжение вторичной обмотки выпрямительного трансформатора

$$U_{2 \text{ в. т}} = \frac{n_{п. т} U_{d \text{ ном}}}{0,8 \cdot 2,34} k_x k_B k_r.$$

Из этого равенства видно, что система возбуждения будет обеспечивать предельное напряжение при напряжении гидрогенератора, равном 80 % номинального.

Максимальное значение фазного напряжения $U_{\phi \max} = U_{2в.т} U_{\max}$, где U_{\max} — максимальное напряжение гидрогенератора в относительных единицах.

Разрядники в данном случае выбираются так же, как и в схеме без последовательных вольтдобавочных трансформаторов.

ГЛАВА ШЕСТНАДЦАТАЯ

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТИРИСТОРНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ

16-1. ПРИНЦИПЫ УПРАВЛЕНИЯ

В системах возбуждения используется так называемый вертикальный принцип управления. Он может быть объяснен с помощью рис. 16-1. Если на входе системы управления имеем синхронизирующее опорное синусоидальное напряжение U и напряжение постоянного тока $U_{=}$, то в момент, соответствующий нулевому значению суммарного напряжения U_{Σ} , на выходе системы появляется импульс управления $U_{упр}$, открывающий тиристор. При изменении напряжения $U_{=}$ происходит смещение фазы управляющего импульса по отношению к опорному напряжению U_{\sim} . В результате этого изменяется угол управления, а следовательно, и среднее значение выпрямленного напряжения.

Системы управления тиристорными выпрямителями обеспечивают формирование импульсов, отпирающих тиристоры, и изменение их фазы в зависимости от напряжения управления, поступающего на вход системы и представляющего собой напряжение постоянного тока на выходе АРВ. К параметрам отпирающих импульсов — длительности, амплитуде и крутизне переднего фронта — предъявляются специальные требования. Так, минимально необходимая длительность $t_{упр \min}$ отпирающих импульсов должна быть такой, чтобы за время существования импульса ток в анодной цепи тиристора увеличился до значения тока включения. Кроме этого, в трехфазной, полностью управляемой мостовой схеме необходимо иметь отпирающие импульсы одновременно на двух тиристорах, следующих по порядку их включения. Это обеспечивает протекание тока нагрузки при запуске преобразователя или при работе его на прерывистом токе. В связи с этим на каждый тиристор подаются либо вдвоенные управляющие импульсы длительностью более $t_{упр \min}$, смещенные относительно друг друга на 60° , либо управляющие импульсы, длительность которых определяется соотношением

$$\omega t_{упр} \geq 60^\circ + \omega t_{упр \min}.$$

Обычно $\omega t_{уп}$ принимается равным $70—120^\circ$.

К преимуществам систем управления с узкими импульсами относятся: а) меньшая мощность входных каскадов и относительная простота выполнения импульсных трансформаторов; б) снижение потерь в тиристорах в режимах, когда к тиристорам прикладывается обратное напряжение при наличии управляющих импульсов; в) отсутствие необходимости в дополнительных мерах для обеспечения равномерного деления обратного напряжения между последовательно соединенными в плече преобразователя тиристорами при запираии выпрямителя напряжением обмотки ротора или между тиристорами форсировочной группы в нормальных режимах двухгрупповой схемы.

Однако системе управления с узкими импульсами присущи и недостатки. Во-первых, возможно возникновение значительных перенапряжений на тиристорах при снижении тока в цепи обмотки возбуждения синхронной машины, обладающей значительной индуктивностью, до величины, меньшей тока удержания. Для исключения перенапряжений, возникающих в режимах гашения поля и развозбуждения, при наличии узких импульсов управления параллельно преобразователю включаются RC -цепи или защитное сопротивление с диодом, которые в мощных установках могут иметь большие размеры.

Второй недостаток системы с узкими управляющими импульсами проявляется в случае управления группой параллельно соединенных тиристоров: если один или несколько тиристоров группы не включаются в период приложения импульса или отключаются в интервале проводимости, то в дальнейшем при возрастании общего тока такие тиристоры останутся отключенными, что может привести к перегрузке включенных тиристоров.

Третий недостаток системы с узкими импульсами может проявиться в системах возбуждения с двумя преобразователями, в которых из-за малой длительности импульса в рабочей группе тиристоров не будет происходить обратная коммутация с тиристора форсировочной группы на тиристор рабочей группы той же фазы, что может привести к нежелательной дополнительной нагрузке тиристоров форсировочной группы в номинальном режиме и к усложнению настройки регулировочной характеристики системы возбуждения.

Широкие импульсы управления могут быть двух видов — с неуправляемой и управляемой длительностью. Длительность импульсов первого типа устанавливается в процессе настройки системы управления и в дальнейшем практически не изменя-

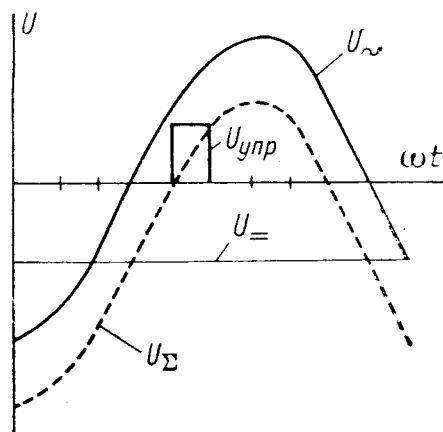


Рис. 16-1. Напряжение системы управления

ется. Небольшое отклонение может быть лишь за счет некоторого изменения параметров элементов системы управления в процессе работы.

Импульсы с управляемой длительностью включаются сигналом фазосмещающего устройства (ФУ) своей фазы, а выключаются сигналом ФУ следующей фазы, совпадающим с окончанием интервала проводимости данного тиристора. Таким образом, системы управления с импульсами управляемой длительности обеспечивают наличие сигнала управления на тиристоре в течение всего интервала его работы.

Применение широких управляющих импульсов позволяет исключить недостатки, присущие системам управления с узкими импульсами. Однако при этом требуется повышение мощности выходных каскадов и затрудняется создание выходных импульсных трансформаторов, поскольку передача импульсов напряжения большой длительности, с большой крутизной их переднего фронта является весьма сложной задачей. Другой недостаток — увеличение потерь в тиристорах от обратного тока. Дополнительный подогрев тиристора тем больше, чем больше относительное время приложения положительного напряжения на управляющем электроде при отрицательном анодном напряжении и чем больше значение последнего. Особую опасность это явление представляет при последовательном соединении тиристорov, когда вследствие значительного различия в обратных вольт-амперных характеристиках тиристорov существенно ухудшается распределение обратного напряжения между ними. Для исключения этого явления приходится либо тщательно подбирать тиристоры по обратным характеристикам, что увеличивает трудоемкость изготовления преобразователя, либо применять специальное устройство, снимающее управляющие импульсы с тиристорov при появлении на них отрицательных анодных напряжений [35].

Следует отметить, что в динамических режимах импульсы с неуправляемой длительностью менее предпочтительны, чем импульсы с управляемой длительностью. Дело в том, что положительные напряжения на управляющих электродах могут в течение некоторого времени быть в зоне отрицательных анодных напряжений, что приводит к ухудшению распределения обратных напряжений.

В СССР практически во всех преобразователях, работающих в системах возбуждения мощных синхронных генераторов, в том числе и гидрогенераторов, применяются широкие импульсы длительностью 70—120°.

Зарубежные фирмы, например «Хитачи» (Япония), «Радэ Кончар» (Югославия), «Парсонс» (Англия), применяют управляющие импульсы длительностью 120°. Фирма «Броун Бовери» (Швейцария) предпочитает использовать узкие импульсы, так как это позволяет значительно сократить размеры системы управления.

Наиболее совершенной системой управления, применяемой в СССР, является система с управляемой длительностью импульсов типа СУТ-В4-У4.

В выпрямителях систем возбуждения мощных синхронных машин, как правило, используется параллельное и последовательное соединение тиристоров. В этих условиях особенно жесткие требования предъявляются к крутизне импульсов с целью получения четкого включения тиристоров за минимальное время.

Оптимальным управляющим импульсом по условию уменьшения времени включения тиристоров и ограничения потерь в тиристоре от тока управления является импульс, изображенный на рис. 16-2. Следующий за пиком, так называемый поддерживающий импульс должен обеспечить нахождение рабочей точки входной вольт-амперной характеристики тиристора в области гарантированного управления тиристором, и при этом запас по току по отношению к границе области может быть минимальным. Для увеличения устойчивости тиристоров к скорости нарастания анодного напряжения желательно при закрытом тиристоре иметь на управляющем электроде отрицательное смещение 0,5—1,5 В. Рекомендуемая скорость нарастания тока управления равна 0,2—2 А/мкс. В системах управления тиристорными выпрямителями, применяемыми в системах возбуждения, скорость нарастания тока выходного импульса обычно составляет не менее 1 А/мкс.

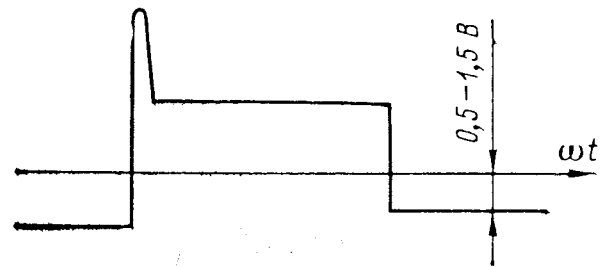


Рис. 16-2. Форма оптимального управляющего импульса тиристора

16-2. ПОЛУПРОВОДНИКОВАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ

Рассмотрим более подробно принципы построения и работы полупроводниковой системы управления типа СУТ-В4-У4. Она предназначена для управления тиристорами преобразователей, используемых в системах возбуждения синхронных генераторов. Мощность выходных каскадов системы управления достаточна для управления тиристорными выпрямителями, имеющими до 12 мощных тиристоров в плече.

В систему управления входят следующие основные блоки (рис. 16-3): блок управления БУ, блок преобразования частоты БПЧ, блок питания БП, резервный инверторный блок питания БПИ, панель питания ПП, блок защиты и сигнализации БС.

Управляющие импульсы подаются на тиристоры T через специальные блоки выходных устройств БУВ, которые располагаются в силовом шкафу, однако являются составной частью системы управления.

тельного напряжения на обмотке возбуждения, а следовательно, и к снижению длительности гашения поля.

Помимо указанных аналоговых сигналов, на систему управления воздействует ряд команд: «Меньше ПДУ», «Больше ПДУ», «Съем импульсов управления», «Гашение поля генератора», «Развозбуждение» и др. Здесь ПДУ означает панель дистанционного управления.

В нормальном режиме работы генератора система управления через блок питания *БП* получает питание от трансформатора собственных нужд системы возбуждения. При снижении напряжения трансформатора собственных нужд более чем на 20 % происходит автоматическое включение инверторного блока резервного питания *БПИ*, подключенного к аккумуляторной батарее станции. Этот блок выполнен по схеме последовательного инвертора и преобразует постоянный ток одного напряжения в постоянный ток другого напряжения, а также исключает гальваническую связь между первичным и вторичным напряжениями постоянного тока. Блок *БПИ* в последние годы нашел широкое применение в системах управления тиристорными возбудителями и обеспечивает работоспособность системы управления при значительных снижениях напряжения на выводах генератора. Надежное формирование импульсов происходит уже при 2 % номинального напряжения, что позволяет существенно уменьшить массу устройств начального возбуждения генераторов и упростить их.

Функционально система управления состоит из шести идентичных каналов управления, объединенных между собой общими источниками питания и общим источником синхронизирующего напряжения. Каждый из каналов управления состоит из устройств фазосмещения, формирования, усиления и размножения выходных импульсов.

Устройство фазосмещения выполнено по вертикальному принципу, основанному на сравнении переменного синхронизирующего напряжения синусоидальной формы с напряжением управления постоянного тока. Последнее является алгебраической суммой напряжений управления: соответствующего выбору рабочей точки, автоматического регулятора возбуждения и устройства ограничения тока возбуждения генератора. В случае отключения регулятора *АРВ* сигнал управления поступает от устройства ручного дистанционного управления. Панели фазосмещения *ПФ1* и *ПФ2* позволяют изменять угловой сдвиг синхронизирующих опорных напряжений по отношению к входному напряжению от блока трансформаторов *БТ*.

Для ограничения диапазона изменения фазы выходных импульсов и предотвращения срыва генерации импульсов при суммарном напряжении управления, превышающем амплитуду опорного напряжения синусоидальной формы, в схеме панелей управления *ПУ1—ПУ6* предусмотрено формирование двух ограничивающих сигналов. Один из сигналов обеспечивает обра-

зовании импульсов управления в момент равенства фазных напряжений коммутирующихся вентилях ($\alpha=0$) в режиме форсирования возбуждения. Момент формирования второго ограничивающего сигнала (максимальный угол управления) зависит от тока ротора. Этот сигнал обеспечивает надежное образование импульсов в инверторном режиме с минимальным запасом по углу управления.

Устройство формирования импульсов панелей ПУ выполнено по схеме ждущего мультивибратора, который управляет выходными панелями ключей ПК1—ПК6, выполненными по схеме составного транзистора. Длительность включенного состояния ключа определяется длительностью импульса, сформированного мультивибратором, и моментом вступления в работу следующего по чередованию фаз канала управления, который выдает запрет на работу предыдущего. Такая взаимосвязь обеспечивает поддержание длительности импульса управления 120° .

Панели ключей ПК блока БПЧ подключают блоки выходных устройств БУВ к источнику прямоугольного напряжения повышенной частоты ПТ1 и ПТ2 (8—10 кГц), который представляет собой двухтактный усилитель мощности, управляемый от панели генератора ПГ. В каждом канале управления блоки БУВ включаются параллельно в количестве, равном числу управляемых тиристоров в плече выпрямителя. В блоках БУВ напряжение повышенной частоты прямоугольной формы трансформируется, выпрямляется и подается на управляющие электроды тиристоров главного выпрямителя.

В случае отключения регулятора АРВ подключается панель дистанционного управления ПДУ (команда «Включение ПДУ с помощью реле РЗ»). Благодаря наличию блока слежения установки регулятора переход на панель ПДУ практически происходит без толчков тока ротора.

Блок питания БП содержит трансформатор и мостовые трехфазные выпрямители с фильтрами для получения напряжений постоянного тока.

Блок сигнализации БС реагирует на перегорание предохранителей и повышение температуры тиристорного выпрямителя возбудительной системы.

В системе управления СУТ-В4-У4 широко использованы интегральные схемы и печатный монтаж. Поэтому данная система является весьма компактной и удобной для эксплуатации.

В заключение следует отметить, что современные технические решения в области управления тиристорными преобразователями наиболее полно изложены в работе [35].

В связи с интенсивным развитием микроэлектроники и способов выполнения печатного монтажа конструктивное исполнение систем управления несомненно будет претерпевать изменения. При этом возможно не только дальнейшее повышение компактности, но и расширение функциональных возможностей систем управления.

АВТОМАТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ

17-1. СТРУКТУРНАЯ СХЕМА ПОЛУПРОВОДНИКОВОГО АРВ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ

АРВ сильного действия состоит из следующих блоков (рис. 17-1): операционного блока *ОБ*, блока напряжения *БН*, блока уставки по напряжению обмотки статора *БУН*, промежуточных трансформаторов тока *ПТТ*, блока компаундирования по току *БКТ*, блока подгонки уставки по напряжению *ПУН*, блока ограничения тока ротора *БОР*, блока частоты и защиты от по-

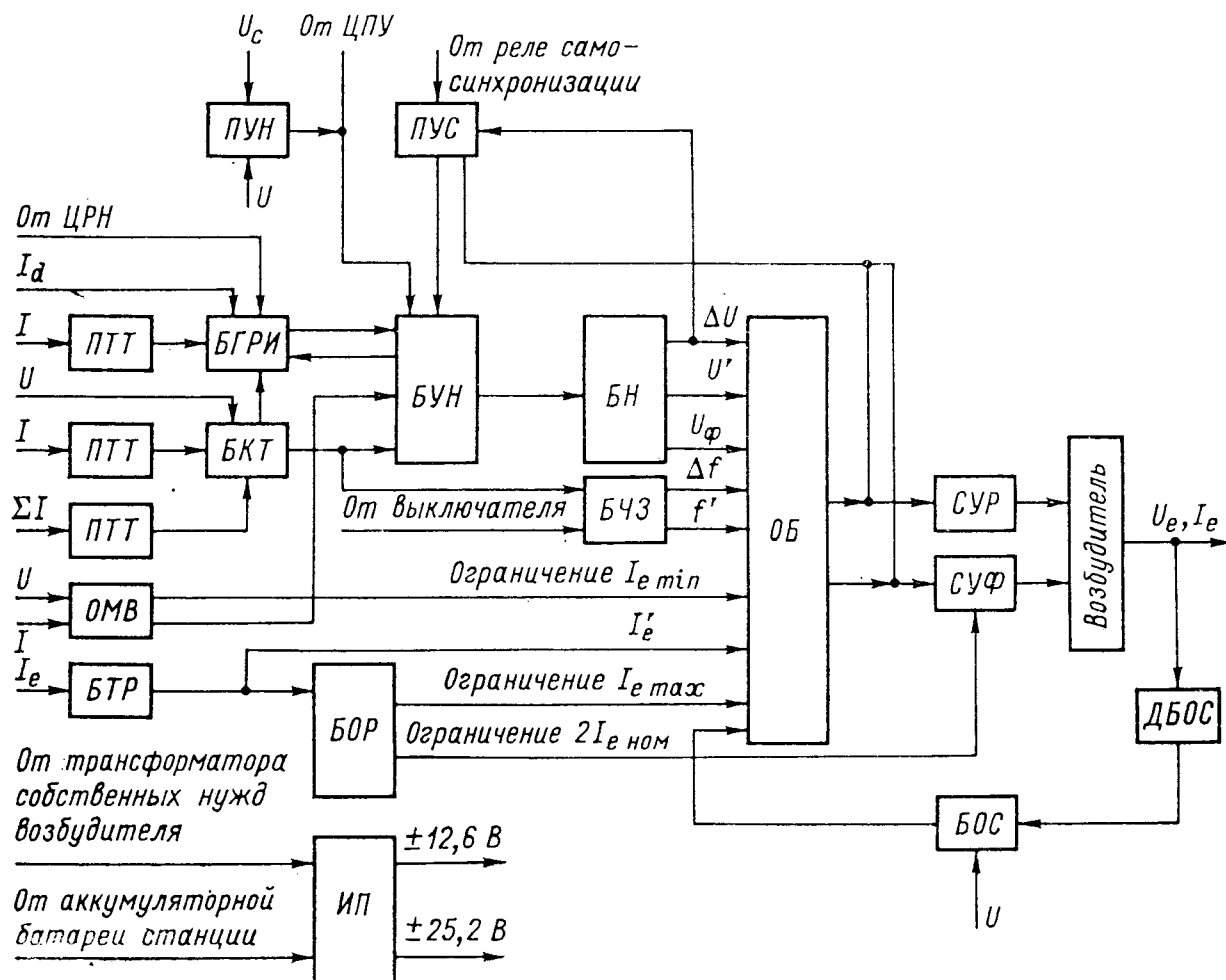


Рис. 17-1. Структурная схема регулятора АРВ сильного действия

вышения частоты *БЧЗ*, блока обратной связи *БОС*, делителя *ДБОС* к блоку *БОС*, блока тока ротора *БТР*, блока ограничения минимального возбуждения *ОМВ*, блока группового регулирования *БГРИ*, блока подгонки уставки по напряжению при самосинхронизации *ПУС*, источника питания *ИП* [3].

В качестве базовых элементов схемы используются микросхемы. Конструктивно регулятор выполнен в виде набора одинаковых кассет, установленных в общем шкафу. Каждый блок имеет модульную конструкцию, которая вставляется в кассету.

Входными сигналами регулятора являются ток I и напряжение U статора, а также ток I_e и напряжение U_e возбуждения генератора.

Измерительные цепи напряжения питаются от трансформатора напряжения генератора через блок компаундирования по току *БКТ* [54]. Этот блок

состоит из двух резисторов, которые включаются последовательно в две фазы вторичной обмотки трансформатора напряжения. Каждый из резисторов обтекается токами трансформаторов тока. Блок *БКТ* компенсирует индуктивное сопротивление повышающего трансформатора. Степень компенсации определяется коэффициентом статизма по реактивному току генератора на шинах высокого напряжения станции (обычно 2—3%), что необходимо для обеспечения равномерного распределения реактивной мощности между параллельно работающими генераторами. В связи с применением блока компенсации по току *АРВ* поддерживает напряжение на шинах высокого напряжения электростанции, а также реагирует на отклонение углового положения вектора напряжения в начале линии электропередачи.

Уставка по напряжению изменяется с помощью блока уставки по напряжению *БУН*, на который воздействуют блок подгонки уставки по напряжению *ПУН*, блок подгонки уставки по напряжению при самосинхронизации *ПУС* или сигнал управления с центрального пульта управления электростанции *ЦПУ*. Блок *ПУН* обеспечивает работу *АРВ* при точной синхронизации.

Блок напряжения *БН* выявляет разницу ΔU между входным напряжением и эталонным напряжением и выполняет дифференцирование напряжения. В его состав входит реле форсирования, которое работает при значительном снижении напряжения генератора и имеет необходимую выдержку времени. Оно подает напряжение U_{ϕ} на операционный блок *ОБ* и исключает ложный сигнал по каналу производной напряжения U' генератора в момент отключения короткого замыкания. Напряжение срабатывания реле регулируется в пределах от 0,8 до 0,93 по отношению к уставке регулятора по напряжению.

Блок частоты и защиты от повышения частоты *БЧЗ* реагирует на изменение фазного угла напряжения, выявляя отклонение частоты Δf , и выполняет дифференцирование частоты. В него входит блок защиты, который отключает каналы Δf и f' при сбросе активной нагрузки в энергосистеме, предотвращая повышение напряжения на шинах электростанции.

Блок ограничения минимального возбуждения *ОМВ* предназначен для определения минимального значения тока возбуждения, допустимого по условиям устойчивости в режиме недовозбуждения.

В качестве датчика тока ротора обычно используются трансформаторы тока в цепях питания тиристорного выпрямителя. Блок ограничения тока ротора *БОР* состоит из трех функциональных узлов: измерителя перегрузки обмотки ротора, ограничителя перегрузки ротора по току $I_{e \max}$ и ограничителя двукратного тока ротора $2I_{e \text{ ном}}$.

Блок обратной связи *БОС* исключает электрическую связь между цепями обмотки возбуждения генератора и *АРВ*. Для этой цели осуществляется модуляция постоянного напряжения с помощью транзисторных ключей. Переменное напряжение поступает на первичную обмотку трансформатора. Напряжение вторичной обмотки трансформатора демодулируется транзисторными ключами в постоянное напряжение, подаваемое на операционный блок *ОБ*. Делитель блока обратной связи *ДБОС* осуществляет согласование напряжений ротора и блока *БОС*. *АРВ* обеспечивает управление рабочей и форсировочной группами клапанов (системы *СУР* и *СУФ*).

В *АРВ* предусмотрено воздействие на блок центрального регулятора напряжения *ЦРН* электростанции. Однако демпфирование колебаний роторов будет и в этом случае осуществляться за счет индивидуальных *АРВ*.

17.2. ФУНКЦИИ АРВ СИЛЬНОГО ДЕЙСТВИЯ И РОЛЬ СТАБИЛИЗИРУЮЩИХ СИГНАЛОВ

Функциями *АРВ* сильного действия являются:

устойчивое регулирование напряжения генератора во всех эксплуатационных режимах с заданной точностью;

повышение статической и динамической устойчивости генераторов при работе в энергосистеме;

демпфирование послеварийных качаний напряжения и частоты в системе;

ограничение перегрузок электрических машин по токам ротора и статора (по длительности их протекания);

предотвращение нагрева генератора в торцевой зоне при работе в режимах недовозбуждения (путем ограничения угла внутреннего сдвига генератора либо потребляемой генератором реактивной мощности с учетом значения активной нагрузки машины);

обеспечение режимов пуска и включения в сеть методами точной синхронизации и самосинхронизации и эффективного гашения поля при действии релейных защит;

обеспечение работы генератора в системах группового регулирования напряжения агрегатов станций.

АРВ сильного действия реагируют не только на отклонение режимных параметров, но и на их производные. Первая и вторая производные тока обмотки статора приблизительно пропорциональны отклонению частоты Δf и ее первой производной f' . Опыт наладки АРВ показал, что статическую устойчивость удобно оценивать с помощью области устойчивости, построенной в плоскости коэффициентов регулирования (рис. 17-2). Границы этой области не являются постоянными, а изменяются в зависимости от режима работы генератора, а также схемы коммутации электростанции и линий электропередачи. Для возможности работы с одной настройкой регулятора важно иметь наиболее широкую область устойчивости. В связи с этим необходимо использовать дополнительные стабилизирующие сигналы I' и I_d' , которые расширяют область устойчивости. В процес-

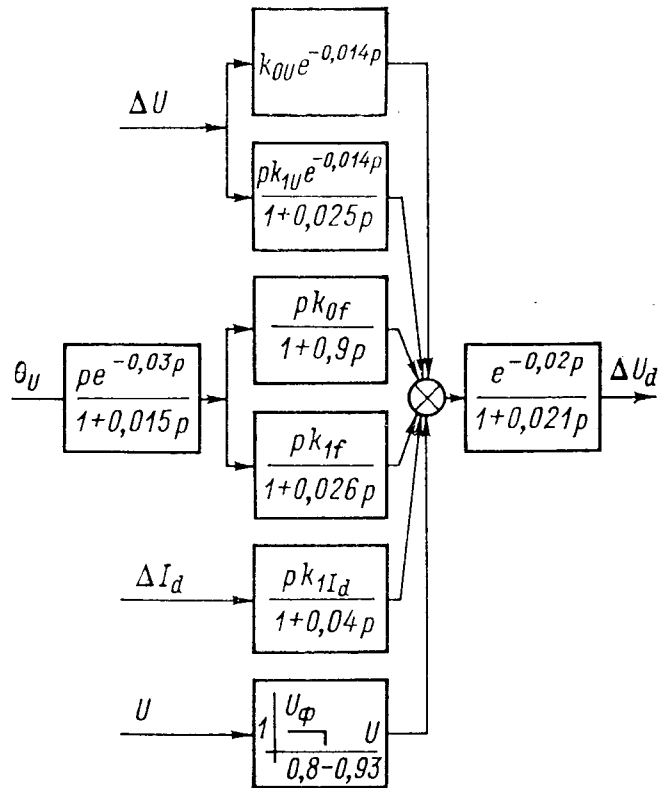


Рис. 17-2. Математическое описание АРВ сильного действия

се наладки АРВ проверяется его действие в различных условиях и выбираются такие уставки стабилизирующих сигналов, при которых обеспечиваются устойчивое регулирование и повышение статической устойчивости.

Настройка регулятора, выбранная из условия демпфирования малых колебаний, часто не совпадает с оптимальной настройкой по условию подавления больших колебаний. Ввиду этого диапазон изменения коэффициентов усиления по цепям U' и f' , допустимый по устойчивости в малом, в ряде случаев ограничивается условиями демпфирования больших колебаний.

Для расчетов статической устойчивости гидрогенераторов целесообразно иметь математическое описание АРВ. Для АРВ сильного действия такое описание следует из схемы рис. 17-2. Здесь звено с передаточной функцией

$$\frac{e^{-0,02p}}{1+0,021p}$$

является эквивалентом группы элементов, входящих в основной канал регулирования (усилитель, фильтр, система управления, тиристорный выпрямитель, обратная связь по напряжению обмотки возбуждения).

На рис. 17-2 использованы следующие обозначения: ΔU и ΔI_d — изменения напряжения статора и тока возбуждения генератора, θ — угол внутреннего сдвига на шинах высокого напряжения электростанции; k_{0U} , k_{1U} , k_{0f} , k_{1f} , k_{1Id} — коэффициенты регулирования по отклонению и первой производной напряжения, по отклонению и первой производной частоты и по производной тока ротора соответственно; p — оператор дифференцирования.

Угол θ выражается в радианах. Поэтому коэффициенты регулирования k_{0f} и k_{1f} удобно при расчетах устойчивости выражать в единицах возбуждения на радиан в секунду и на радиан в секунду в квадрате соответственно. Следует заметить, что

$$\frac{\text{ед. возб.}}{\text{рад/с}} = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\text{ед. возб.}}{\text{Гц/с}} \quad \text{и} \quad \frac{\text{ед. возб.}}{\text{рад/с}^2} = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\text{ед. возб.}}{\text{Гц/с}^2}.$$

В связи с большой постоянной времени (0,9 с) из передаточной функции канала

$$\frac{pk_{0f}}{1 + 0,9p}$$

следует, что данный канал выявляет отклонение частоты Δf .

Коэффициенты регулирования по отклонению напряжения имеют фиксированные значения: 15, 25 и 50 ед. возб./ед. напр. (единиц изменения возбуждения на единицу изменения напряжения статора). Остальные коэффициенты могут быть изменены не ступенчато, а плавно. При этом их наибольшие значения составляют

$$k_{1U} = 7,2 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. напр./с}}; \quad k_{0f} = 15 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{Гц}};$$

$$k_{1f} = 6 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{Гц/с}}; \quad k_{1Id} = 15 \frac{\text{ед. возб.}}{\text{ед. тока ротора/с}}.$$

На лицевой стороне шкафа АРВ сильного действия имеются рукоятки для изменения коэффициентов усиления по каналам U , U' , Δf , f' и I_d' . С их помощью производится настройка АРВ.

17-3. АВТОМАТИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР ВОЗБУЖДЕНИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ГЕНЕРАТОРА

АРВ сильного действия применяются для мощных гидрогенераторов. Для вспомогательных синхронных генераторов, а также гидрогенераторов небольших мощностей используются более простые регуляторы пропорционального действия, реагирующие на отклонение напряжения генератора.

Системы автоматического регулирования и возбуждения вспомогательного генератора должны иметь повышенную надежность, чтобы практически исключить возможность вынужденного отключения гидрогенератора из-за неисправности устройств регулирования и возбуждения. Поэтому система возбуждения выполняется с двумя тиристорными выпрямителями и двумя АРВ пропорционального действия. Если в одном из каналов АРВ системы управления тиристорного выпрямителя нарушается работа, что приводит к повышению напряжения выпрямителя, то срабатывает одно из реле (рис. 17-3). В результате этого отключается выходное напряжение АРВ и производится съём управляющих импульсов. Таким образом один из каналов возбуждения выводится из работы.

Для обеспечения высокой надежности питания АРВ и систем управления применяются два источника питания: стабилизированный источник СИ, блок резервного питания БПР, преобразующий напряжение станционной аккумуля-

ляторной батареи в нужное напряжение постоянного тока без гальванической связи между первичной и вторичной обмотками.

Принципиальная схема автоматического регулятора возбуждения вспомогательного генератора показана на рис. 17-3. АРВ имеет два канала: канал отклонения напряжения вспомогательного генератора и канал контроля.

Канал отклонения напряжения ΔU является основным каналом и предназначен для пропорционального регулирования возбуждения при отклонении напряжения от заданного уровня (положение подвижного контакта резистора $R1$, включенного через фильтр Φ). Усилитель $У$ — двухкаскадный усилитель постоянного тока с гальванической связью, выполненный на транзисторах. Каждый каскад имеет отрицательную обратную связь. При отключении вспомогательного генератора подается сигнал $Г$ на гашение поля. Этот сигнал поступает в усилитель $У$, и тиристорный выпрямитель переводится в инверторный режим.

В устройстве самоконтроля $К$ сравниваются напряжение вспомогательного генератора и напряжение на выходе регулятора $В$. Если выходное напряжение АРВ будет таким, при котором напряжение вспомогательного генератора будет больше уставки ограничения напряжения (резистор $R2$), то сработает реле $Р$ и тиристорный выпрямитель будет выведен из работы. Устройство $К$ представляет собой трехкаскадный усилитель на транзисторах. Последний каскад подключен к реле $Р$.

Следует заметить, что в дальнейшем АРВ вспомогательных генераторов будут выполняться на интегральных схемах вместо каскадных тиристорных схем.

В заключение необходимо сказать, что точность поддержания уставки регулируемого напряжения находится в пределах $\pm 5\%$, предельное напряжение возбуждения получается при отклонении напряжения 10% на трансформаторе собственных нужд $ТСН$.

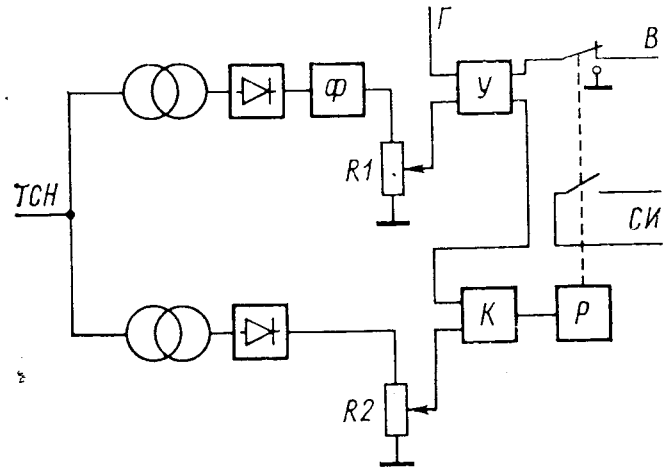


Рис. 17-3. Принципиальная схема АРВ вспомогательного синхронного генератора

ГЛАВА ВОСЕМНАДЦАТАЯ

ПРИМЕРЫ КОНСТРУИРОВАНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

18-1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Рассмотрим конструирование основных узлов вертикальных гидрогенераторов на двух примерах: для гидрогенератора мощностью $282,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и частотой вращения 125 об/мин в зонтичном исполнении и для гидрогенератора с теми же параметрами, но в подвесном исполнении. Эти гидрогенераторы имеют независимую тиристорную систему возбуждения, одинаковые электромагнитные параметры и размеры активных частей, но отличаются один от другого только конструктивной компоновкой.

Эти примеры позволяют проиллюстрировать указанные в гл. 7 особенности и различия гидрогенераторов зонтичного и подвесного исполнений, а также дать сравнительную оценку обоим компоновочным вариантам. Они

интересны, кроме того, тем, что подобные гидрогенераторы подвешенного исполнения установлены на Братской ГЭС, а зонтичного — на Усть-Илимской ГЭС.

В примерах конструирования гидрогенераторов использованы типовые схемы, конструктивные решения и технологические процессы, а также конфигурация, размеры и материалы ряда узлов и деталей, которые приняты в практике гидрогенеростроения в ЛПЭО «Электросила» имени С. М. Кирова.

Подобное конструирование ведется при разработке эскизных проектов и предложений на новые гидрогенераторы.

18-2. КОНСТРУИРОВАНИЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРА ЗОНТИЧНОГО ИСПОЛНЕНИЯ

Номинальные данные гидрогенератора:

Мощность полная $S_{\text{ном}}$, кВ·А	282 500
Напряжение номинальное $U_{\text{ном}}$, В	15 750
Частота f , Гц	50
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,85
Частота вращения, об/мин:	
номинальная $n_{\text{ном}}$	125
угонная n_y	222
Динамический момент инерции GD^2 , кг·м ²	$55 \cdot 10^6$

Дополнительные данные гидрогенератора, необходимые для конструирования:

Нагрузка на подпятник от веса вращающихся частей турбины и от осевого гидравлического усилия P_T , МН	9,5
Температура охлаждающей воды t_B , °С	16
Диаметр шахты турбины $D_{\text{ш. т}}$, м	8,45
» фланца вала турбины $D_{\text{ф}}$, м	2,16
Высотная отметка, м:	
фланца вала турбины $\nabla_{\text{ф}}$	200
турбинного подшипника $\nabla_{\text{т. п}}$	194,1
подставки под подпятник $\nabla_{\text{п}}$	198,3

Примечание. Высотные отметки характеризуют положение гидроагрегата относительно уровня мирового океана.

На первой стадии проектирования выполняется электромагнитный расчет гидрогенератора, в результате которого определяются размеры активных частей. Методика и пример электрического расчета гидрогенератора приведены в работе [38, ч. 1].

Ниже указаны лишь те данные электрического расчета, которые будут использованы в процессе конструирования:

Сердечник статора:	
диаметр наружный D_a , мм	11 900
диаметр расточки D_i , мм	11 000
длина активной стали с каналами l_t , мм	2 150
число воздушных каналов n_r	40
высота канала b_r , мм	10
число пазов z	576
Размеры паза, мм:	
глубина $h_{\text{п}}$	213
ширина $b_{\text{п}}$	25
Обмотка статора:	
число стержней в пазу	2
шаг обмотки	1—15—25
длина витка, мм	7 652
Воздушный зазор δ , мм	26
Число полюсов $2p$	48

Сердечник полюса:

ширина башмака b_p , мм	505
ширина сердечника b_m , мм	390
высота башмака h_p , мм	60
высота сердечника h_m , мм	310
длина сердечника l_m , мм	2 100
толщина листа сердечника Δ , мм	1,5

Обмотка полюса:

число витков ω_e	29
длина одного витка l_e , мм	5 570
сечение меди, мм	$8,5 \times 100$

Индукция в воздушном зазоре B_δ , Тл 0,7550

Компоновка гидрогенератора зонтичного исполнения выполняется следующим образом (см. рис. 7-4).

Все узлы гидрогенератора, за исключением контактных колец и регуляторного генератора, располагаются ниже отметки пола машинного зала, под перекрытием верхней крестовины. Статор устанавливается в бетонном кожухе на бетонных фундаментных тумбах, между которыми циркулирует охлаждающий воздух. Ротор — безвального исполнения с центральной частью остова, непосредственно соединяемой с фланцем вала гидротурбины. Под ротором на специальной конусной подставке, опирающейся на крышку турбины, устанавливается масляная ванна с подпятником. На корпус статора гидрогенератора опирается своими лапами верхняя крестовина, в центральной части которой располагается масляная ванна с подшипником. Втулка подшипника насажена на надставку вала, закрепленную на остове ротора.

На надставке вала устанавливаются также контактные кольца и ротор регуляторного генератора. Статор регуляторного генератора и траверса контактных колец располагаются в специальной подставке, установленной на верхней крестовине.

В пространстве между верхней крестовиной и ротором гидрогенератора располагается вспомогательный генератор. Его ротор укреплен на основе ротора главного генератора, а статор крепится к лапам верхней крестовины.

Конструирование обычно начинается с вычерчивания активных частей гидрогенератора: сердечника статора и полюса ротора, размеры которых заданы электрическим расчетом.

Конструирование статора. Размеры статора определяем, исходя из заданных размеров сердечника и обмотки. Наружный диаметр корпуса статора D_k первоначально принимаем из соотношения $D_k = (1,12 \div 1,15) D_a$ [38, ч. 2].

В рассматриваемом примере примем

$$D_k = 1,15 D_a = 1,15 \cdot 11,9 = 13,7 \text{ м.}$$

По условиям транспортирования железнодорожным транспортом статор таких размеров делится на 6 частей (секторов) и имеет 12 фундаментных плит. Высота корпуса статора H_k принимается на 50—100 мм больше длины обмотки, чтобы последняя не выступала за статор.

Определим полную осевую длину обмотки по методике, предложенной в работе [38, ч. 2]. Данные для расчета:

Размер паза под клин $h_{кл}$, мм	13
Высота стержня без корпусной изоляции H , мм	90
Ширина стержня без корпусной изоляции B , мм	15
Двусторонняя толщина изоляции в лобовой части Δ_i , мм	9
Расстояние между лобовыми частями m , мм	12
Первый частичный шаг y_1	14
Второй частичный шаг y_2	10
Высота стержня в лобовой части H_l , мм	100
Длина прямоугольного участка стержня, мм:	
на выходе из паза K	110
у головки A_1	120
Радиус закругления при переходе от прямого участка к головке R_5 , мм	100
Смещение центра дуги закругления d , мм	20

Радиусы расположения нижнего и верхнего стержней:

$$R_1 = 0,5D_i + h_{к.л} = 0,5 \cdot 11\,000 + 13 = 5513 \text{ мм};$$

$$R_2 = R_1 + H = 5513 + 90 = 5603 \text{ мм}.$$

Угол отгиба лобовой части стержня

$$\alpha_2 = \arcsin \frac{B + \Delta i + m}{2\pi R_1} z = \arcsin \frac{15 + 9 + 12}{2\pi \cdot 5513} 576 = 0,6;$$

$$\cos \alpha_2 = 0,8.$$

Длина дуги, занимаемой лобовой частью стержня:

$$G_1 = \frac{\pi (R_1 + R_2)}{z} y_1 = \frac{\pi (5513 + 5603)}{576} 14 = 848 \text{ мм};$$

$$G_2 = \frac{\pi (R_1 + R_2)}{z} y_2 = \frac{\pi (5513 + 5603)}{576} 10 = 608 \text{ мм}.$$

Проекция отогнутого участка лобовой части на ось машины

$$C_1 = \frac{1}{\cos \alpha_2} [0,5 \sin \alpha_2 G_1 + (R_5 + 0,5B) (1 - \sin \alpha_2)] - d =$$
$$= \frac{1}{0,8} [0,5 \cdot 0,6 \cdot 848 + (100 + 0,5 \cdot 15) (1 - 0,6)] - 20 = 390 \text{ мм};$$

$$C_2 = \frac{1}{\cos \alpha_2} [0,5 \sin \alpha_2 G_2 + (R_5 + 0,5B) (1 - \sin \alpha_2)] - d =$$
$$= \frac{1}{0,8} [0,5 \cdot 0,6 \cdot 608 + (100 + 0,5 \cdot 15) (1 - 0,6)] - 20 = 300 \text{ мм}.$$

Полная осевая длина обмотки

$$L = l_t + 2K + C_1 + C_2 + 2A_1 + 2H_{л} = 2150 + 2 \cdot 110 + 330 + 330 +$$
$$+ 2 \cdot 120 + 2 \cdot 100 = 3500 \text{ мм}.$$

Принимаем высоту корпуса статора $H_{к} = 3,6$ м.

От нижней полки корпуса статора до перекрытия шахты задаемся высотой $H_1 = 1$ м, чтобы обеспечить достаточный канал для прохождения вентилярующего воздуха в ротор и доступ к нижним лобовым частям обмотки при профилактических осмотрах и ремонтах.

Принимая, что высотные отметки перекрытия шахты турбины и фундамента под генератор совпадают с отметкой $\nabla_{п} = 198,3$ м, определяем отметку магнитной оси гидрогенератора $\nabla_{г}$: $\nabla_{г} = \nabla_{п} + H_1 + 0,5 H_{к} = 198,3 + 1 + 0,5 \cdot 3,6 = 201,1$ м.

Таким образом, мы получили габариты статора и согласовали его расположение на фундаменте относительно фланца вала турбины и подставки под подпятник.

Ширину крайних полок корпуса статора принимаем 350—400 мм.

Число средних полок, задаваясь расстоянием между ними 0,5 м, получаем равным 5.

Принятые размеры статора затем уточняются механическим расчетом его элементов [50].

Внутренний диаметр шахты под генератор определим, исходя из следующих соображений. В пространстве между корпусом статора и шахтой располагаются воздухоохладители с патрубками, ширина которых соответственно равна 0,35 и 0,3 м. Кроме того, необходимо обеспечить проход шириной 0,5—0,6 м для обслуживающего персонала.

В результате при диаметре корпуса статора $D_{к} = 13,7$ м диаметр шахты под генератор получается $D_2 = 16,2$ м.

Если высоту лапы верхней крестовины принять равной 1 м, то отметка пола машинного зала ГЭС или, что одно и то же, отметка перекрытия верхней крестовины составит $\nabla_{м.з} = 204$ м.

Конструирование полюса ротора. Определение размеров (и изображение полюса) для сборочного чертежа не представляет затруднений.

Размеры сердечника полюса указаны в дополнительных данных на с. 347, а длина собранного полюса $l_{п}$ складывается из длины сердечника l_m , толщины щек $b_{щ}$, толщины изоляции сердечника Δ_i , технологического зазора между сердечником и катушкой δ_e и ширины витка катушки b_e , т. е.

$$l_{п} = l_m + 2(b_{щ} + \Delta_i + \delta_e + b_e).$$

В рассматриваемом примере: $l_m = 2100$ мм; $\delta_e = 6$ мм; $b_{щ} = 70$ мм; $b_e = 100$ мм; $\Delta_i = 4$ мм. Тогда длина полюса $l_{п} = 2460$ мм.

Не будем здесь приводить расчеты массы и диаметра по центру тяжести полюсов, они общезвестны. Укажем результаты расчета: масса одного полюса (без хвостов) $G'_{п} = 4166$ кг. Суммарная масса полюсов $G_{п} = 200 \cdot 10^3$ кг. Диаметр по центру тяжести полюсов $D_{п} = 10,56$ м.

Динамический момент инерции полюсов

$$GD_{п}^2 = 200 \cdot 10^3 \cdot 10,56^2 = 22,3 \cdot 10^6 \text{ кг} \cdot \text{м}^2.$$

Следовательно, динамический момент инерции обода должен быть равен

$$GD_{об}^2 = GD^2 - GD_{п}^2 = (55 - 22,3) 10^6 = 27,7 \cdot 10^6 \text{ кг} \cdot \text{м}^2.$$

Крепление полюса на ободу осуществляется Т-образными хвостами.

Методика расчета крепления полюсов, выбора размеров хвоста и числа хвостов на полюс приведена в работе [38].

Определим центробежную силу, действующую на 1 см длины сердечника:

$$C'_{п} = \omega^2 \frac{G'_{п}}{l_m} 0,5D_{п} = 23,2^2 \frac{4166}{210} 0,5 \cdot 10,55 \cdot 10^{-3} = 56,8 \text{ кН},$$

где $\omega = \pi n_y / 30 = 23,2 \text{ с}^{-1}$ — угловая частота вращения при угоне.

По таблице допускаемых нагрузок на хвосты полюсов [50] для листовой стали толщиной 1,5 мм выбираем на полюс два хвоста № 3 с проваркой по длине хвостов.

Конструирование обода ротора. Обод собирается из сегментов, штампованных из листовой стали толщиной 4 мм, и по высоте разбивается на пакеты, между которыми имеются вентиляционные каналы. Вентиляционные каналы по торцам обода, выше и ниже полюсов, принимаем высотой 80 мм, а в средней части обода, под полюсами, — высотой 40 мм.

Число каналов в средней части k_0 определяем из условия, что высота одного пакета с каналом составляет примерно 200 мм, т. е.

$$k_0 = \frac{l_{п}}{200} - 1 = \frac{2460}{200} - 1 \approx 11.$$

Между тормозным кольцом и нижним вентиляционным каналом располагается пакет высотой 80 мм, а над верхним каналом укладываются два слоя сегментов.

В результате полная высота обода составит

$$L_{об} = 2460 + 2 \cdot 80 + 80 + 2 \cdot 4 = 2708 \text{ мм},$$

а высота обода без каналов

$$L'_{об} = 2708 - 2 \cdot 80 - 11 \cdot 40 = 2108 \text{ мм}.$$

Принятое число и размеры вентиляционных каналов затем уточняются вентиляционным расчетом.

Наружный диаметр обода $D_{об1}$ определяем по данным электрического расчета:

$$D_{об1} = D_t - 2(\delta + h_p + h_m) = 11,0 - 2(0,026 + 0,06 + 0,31) = 10,208 \text{ м}.$$

Внутренний диаметр обода $D_{об2}$ и ширину обода $h_{об}$ первоначально определяем, исходя из требуемого махового момента, а затем уточняем расчетом прочности обода.

Динамический момент инерции обода вычисляем по формуле для кольца

$$GD_{об}^2 = G_{об} \frac{D_{об1}^2 + D_{об2}^2}{2},$$

где масса обода

$$G_{об} = \gamma \frac{\pi}{4} (D_{об1}^2 - D_{об2}^2) L'_{об};$$

$\gamma = 7,85 \cdot 10^3$ кг/м³ — плотность стали обода. Тогда

$$GD_{об}^2 = \gamma \frac{\pi}{8} (D_{об1}^4 - D_{об2}^4) L'_{об}.$$

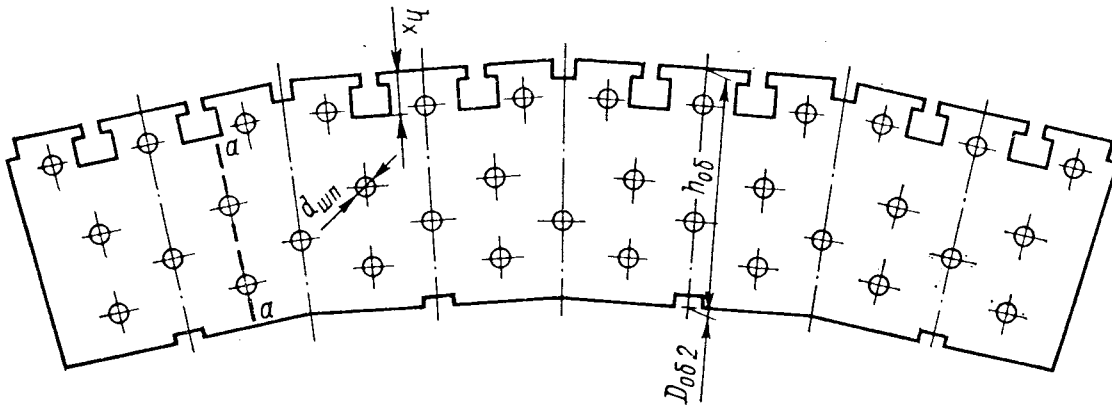


Рис. 18-1. Сегмент обода ротора

Отсюда определяем внутренний диаметр обода:

$$D_{об2} = \sqrt[4]{D_{об1}^4 - \frac{8 GD_{об}^2}{\gamma \pi L'_{об}}} =$$

$$= \sqrt[4]{10,208^4 - \frac{8 \cdot 27,7 \cdot 10^6}{7,85 \cdot 10^3 \cdot 3,14 \cdot 2,108}} = 9 \text{ м.}$$

Ширина обода

$$h_{об} = 0,5 (D_{об1} - D_{об2}) = 0,6 \text{ м.}$$

На основании полученных данных выполним поверочный расчет обода ротора.

На рис. 18-1 изображен сегмент обода. Принимаем: число полюсных делений в сегменте $z_{п} = 4$; сдвиг сегментов (в полюсных делениях) $\nu = 1,5$; число слоев в элементарном обode $m = 8$; число шпилек в полюсном делении $m_{шп} = 9$; диаметр отверстий под шпильки в сегменте $d_{шп} = 50$ мм; глубину пазов для хвостов полюса $h_x = 92$ мм; минимальную радиальную ширину сегмента обода (aa на рис. 18-1) $h_{мин} = h_{об} - h_x - 2d_{шп} = 408$ мм.

Масса обода (с хвостами полюсов)

$$G_{об} = \frac{\pi}{4} (D_{об1}^2 - D_{об2}^2) L'_{об} \gamma = 300 \cdot 10^3 \text{ кг,}$$

коэффициент

$$\alpha_{об} = D_{об2}/D_{об1} = 0,88.$$

Радиус инерции обода

$$r'_{об} = \frac{2}{3} 0,5 D_{об1} \frac{1 + \alpha_{об} + \alpha_{об}^2}{1 + \alpha_{об}} = 4,8 \text{ м.}$$

Центробежная сила полюсов

$$C_{п} = \omega^2 G_{п} 0,5 D_{п} = 543 \cdot 200 \cdot 10^3 \cdot 0,5 \cdot 10,56 \cdot 10^{-6} = 572 \text{ МН.}$$

Центробежная сила обода

$$C_{об} = \omega^2 G_{об} r'_{об} = 543 \cdot 300 \cdot 10^3 \cdot 4,8 \cdot 10^{-6} = 780 \text{ МН.}$$

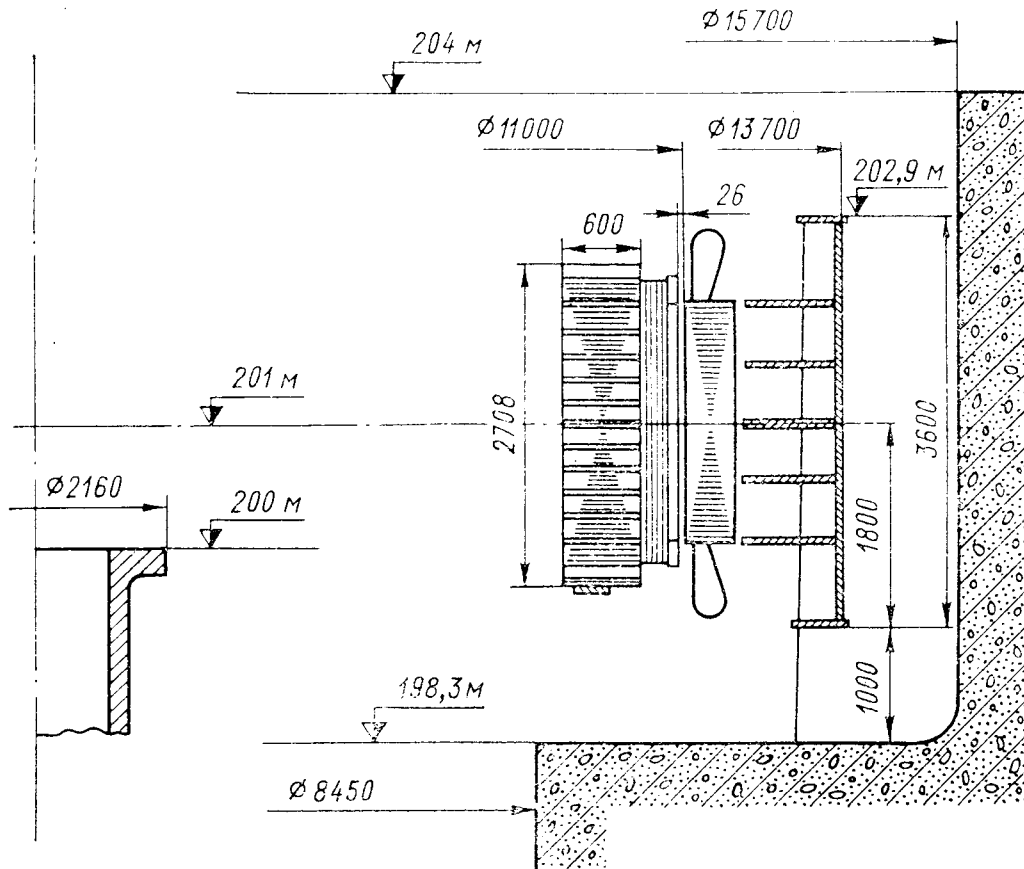


Рис. 18-2. Гидрогенератор зонтичного исполнения. Этап проектирования активных частей

Напряжение растяжения в сегменте обода при угонной частоте вращения

$$\sigma_{об} = \frac{(C_{п} + C_{об}) m}{2 \pi L'_{об} h_{\min} (m - 1)} = \frac{(572 + 780) 8}{2 \cdot 3,14 \cdot 2,108 \cdot 0,408 \cdot 7} = 287 \text{ МПа.}$$

Исходя из условия, что это напряжение не должно превышать 90 % предела текучести материала сегментов, принимаем для сегментов обода сталь 35 с пределом текучести 320 МПа.

Таким образом, принятая ширина обода $h_{об} = 0,6$ м удовлетворяет условию прочности.

Снизу под ободом располагаем тормозное кольцо шириной 330 мм и толщиной 60 мм.

Результаты конструирования активных частей гидрогенератора представлены на рис. 18-2.

Конструирование остова ротора. Так как над ротором главного генератора располагается вспомогательный генератор, следует определить высот-

ный размер между нижней полкой лап верхней крестовины и спицами ротора, необходимый для его размещения. Для этого выполняем конструктивную разработку статора вспомогательного генератора так же, как это было сделано для статора главного генератора.

В данном примере мы не будем приводить технические данные вспомогательного генератора, а воспользуемся конструктивными размерами уже выполненных подобных генераторов.

Принимая во внимание, что расстояние от обмотки статора вспомогательного генератора до спицы ротора должно быть не менее 50 мм, чтобы при подъеме ротора на тормоза не задеть обмотку, получаем в нашем примере расстояние от верха спицы ротора до нижней полки лапы верхней крестовины, равное 900 мм. В этот размер входят: длина нижних лобовых частей катушки статора, длина сердечника статора, высота набора соединительных шин статорной обмотки.

Так как лапы верхней крестовины лежат на верхней полке корпуса статора, на отметке 202,9 м, то отметка верха спицы ротора составит $202,9 - 0,9 = 202$ м, а высота спицы, если считать ее симметричной относительно магнитной оси, будет равна $(202\ 000 - 201\ 100) \cdot 2 = 1800$ мм. При этом обод оказался значительно длиннее принятого размера спиц, и для связи выступающих концов клиновых полос со спицами сверху и снизу спиц, около клиновых полос, устанавливаем дополнительные ребра.

Спицы выполняем коробчатого сечения; описание конструкции подобных спиц дано в гл. 10.

Радиальный размер центральной части остова по стыковой плите принимаем равным 2200 мм из условия транспортирования ее по железной дороге.

Основной деталью центральной части остова является литая втулка, которая обеспечивает соединение ротора с фланцем вала турбины, со втулкой подпятника и надставкой вала. Размеры фланца для соединения с валом турбины можно определить, пользуясь работой [45]. В данном примере принимает толщину фланца 300 мм и его внутренний диаметр 1540 мм. При выборе остальных размеров втулки остова ротора, а также надставки вала, устанавливаемой сверху на втулку, воспользуемся данными выполненных ранее гидрогенераторов, литые и кованные детали которых были согласованы с поставщиками. Так, толщину цилиндрического тела втулки, а также фланцев под надставку вала и втулку подпятника принимаем равной 150 мм. Внутренний диаметр цилиндрической части втулки берем на 140 мм больше диаметра фланца вала, т. е. 2300 мм.

Общая высота втулки ротора от фланца вала турбины до надставки получается равной 2000 мм.

Снизу к втулке ротора будет крепиться втулка подпятника. Отметку их сопряжения принимаем на 50 мм выше отметки фланца вала турбины, т. е. 200,05 м.

Конструирование масляной ванны с подпятником. Выше мы уже приняли, что верхняя плоскость подставки под подпятник находится на одном уровне с фундаментом генератора (перекрытием шахты), т. е. $\nabla_{\text{п}} = 198,3$ м. Тогда высотный размер для размещения масляной ванны с подпятником получается равным $H_{\text{п}} = 200\ 050 - 198\ 300 = 1750$ мм. В этот размер должны войти: толщина дна масляной ванны h_1 , высота корпуса подпятника h_2 , зазор между корпусом и сегментом подпятника h_3 , толщина сегмента h_4 и диска подпятника h_5 , высота втулки подпятника h_6 .

Размерами $h_1 - h_5$ мы задаемся, исходя из данных ранее выполненных гидрогенераторов, а размер h_6 получаем как разность $H_{\text{п}} - \sum_1^5 h$. В данном примере принимаем: $h_1 = 50$ мм; $h_2 = 450$ мм; $h_3 = 20$ мм; $h_4 = 200$ мм; $h_5 = 200$ мм; $\sum_1^5 h = 920$ мм; $h_6 = 1750 - 920 = 830$ мм.

Для определения размеров и выполнения гидродинамического расчета подпятника необходимо знать нагрузку на подпятник.

Так как масса вращающихся частей турбины и осевое гидравлическое усилие нам заданы (см. с. 346), остается определить массу вращающихся частей генератора.

Масса ротора с достаточной точностью может быть подсчитана на основе уже полученных в ходе проектирования данных. Она составляет примерно $620 \cdot 10^3$ кг.

Приблизительно оценивая массу втулки и диска подпятника, роторов вспомогательного и регуляторного генераторов значением $80 \cdot 10^3$ кг, можно принять усилие от массы вращающихся частей генератора равным $P_T = 7$ МН. Тогда полная нагрузка на подпятник составит

$$P = P_T + P_G = 7 + 9,5 = 16,5 \text{ МН.}$$

Следующей операцией является определение размеров подпятника. Внутренний диаметр подпятника принимаем примерно на 100 мм больше диаметра фланца вала турбины. Берем $D_{вн} = 225$ см.

Задаваясь удельной нагрузкой на сегменты подпятника $p = 4 \div 4,5$ МПа, вычисляем необходимую рабочую площадь сегментов:

$$S = \frac{P}{p} = \frac{16,5}{4,0 \div 4,5} = 4,13 \div 3,67 \text{ м}^2.$$

Учитывая, что сегменты располагаются не вплотную друг к другу, а промежутки между ними составляют 20—25 % площади сегментов, получим площадь диска

$$S' = 1,2 S = 4,95 \div 4,4 \text{ м}^2.$$

Из формулы $S' = \pi(D_{н}^2 - D_{вн}^2)/4$ определяем наружный диаметр подпятника:

$$D_{н} = \sqrt{D_{вн}^2 + 4 S' / \pi} = 337 \div 327 \text{ см.}$$

Принимаем для дальнейшего проектирования $D_{н} = 330$ см. Тогда рабочая площадь сегментов составит $S = 3,75$ м², а удельная нагрузка $p = P/S = 4,4$ МПа.

Перейдем к определению размеров и числа сегментов подпятника.

Радиальная ширина сегмента

$$b = 0,5 (D_{н} - D_{вн}) = 0,5 (330 - 225) = 52,5 \text{ см.}$$

Средний диаметр подпятника

$$D_{ср} = 0,5 (D_{н} + D_{вн}) = 0,5 (330 + 225) = 277,5 \text{ см.}$$

Задаваясь отношением $l/b = 0,8 \div 0,9$ (где l — длина сегмента) и учитывая, что свободное расстояние между сегментами мы приняли равным $0,2 l$, определим число сегментов:

$$m = \frac{\pi D_{ср}}{1,2 l} = \frac{\pi D_{ср}}{1,2 (0,8 \div 0,9) b} = 17,3 \div 15,5.$$

Округляем полученное значение до целого четного числа и принимаем число сегментов $m = 16$.

Уточняем значения l и l/b :

$$l = \frac{S}{mb} = \frac{37\,500}{16 \cdot 52,5} = 45 \text{ см; } l/b = \frac{45}{52,5} = 0,86.$$

Гидродинамический расчет подпятника выполняем по методике, изложенной в гл. 12.

1. Исходные данные:

Нагрузка на подпятник $P = 16,5$ МН.

Номинальная частота вращения $n=125$ об/мин.
 Диаметры по сегментам: внутренний $D_{вн}=225$ см, наружный $D_{н}=330$ см,
 средний $D_{ср}=277,5$ см.

Размеры сегмента: ширина $b=52,5$ см, средняя длина $l=45$ см, площадь $S_c=bl=2360$ см².

Число сегментов $m=16$.

Удельная нагрузка на сегмент $p=4,4$ МПа.

Температура охлаждающей воды $t_в=16$ °С.

Линейная скорость диска по среднему диаметру сегментов

$$v_{ср} = \frac{\pi D_{ср} n}{6000} = 18,2 \text{ м/с.}$$

2. Температура и вязкость масла в пленке.

Перепад температуры по пленке

$$\Delta t = 0,6 k_t p = 0,6 \cdot 9,2 \cdot 4,4 = 24,2 \text{ °С,}$$

где коэффициент k_t — по рис. 12-6.

Температура масла, входящего в пленку (задаем) $t_1=45$ °С.

Температура масла, выходящего из пленки,

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 69,2 \text{ °С.}$$

Средняя температура масла

$$t_{ср} = t_1 + 0,5 \Delta t = 57,1 \text{ °С.}$$

Вязкость масла при температуре $t_{ср}$ (по табл. 12-5)

$$\mu = 0,019 \text{ Па}\cdot\text{с.}$$

3. Толщина масляной пленки.

Минимальная толщина пленки

$$h_{\min} = 10^2 k_h \sqrt{\frac{\mu v l}{p}} = 0,275 \cdot 10^2 \sqrt{\frac{0,019 \cdot 18,2 \cdot 45}{4,4}} = 51 \text{ мкм,}$$

где коэффициент k_h — по табл. 12-2.

Средняя толщина пленки (при $\beta=3$)

$$h_{ср} = 2 h_{\min} = 102 \text{ мкм.}$$

4. Потери трения.

Потери на один сегмент

$$P = 10^{-1} k_{П} \frac{\mu v^2 S_c}{h_{ср}} = 1,24 \frac{0,019 \cdot 18,2^2 \cdot 2360 \cdot 10^{-1}}{102} = 17,8 \text{ кВт,}$$

где коэффициент $k_{П}$ — по табл. 12-2.

Полные потери в подпятнике

$$\sum P = P m = 17,8 \cdot 16 = 285 \text{ кВт.}$$

Расчет показывает, что подпятник имеет параметры, удовлетворяющие требованиям, изложенным в гл. 12.

Из формулы для расчета температуры масла, входящего в пленку (см. гл. 12),

$$t_1 = t_в + \Delta t_M + \Delta t_{вх}$$

определяем перепад температуры между маслом в ванне и водой Δt_M , предварительно задавшись перепадом температуры между маслом в ванне и на входе в пленку $\Delta t_{вх}=10$ °С Тогда

$$\Delta t_M = \frac{70 \sum P}{L_M} = t_1 - t_в - \Delta t_{вх} = 45 - 16 - 10 = 19 \text{ °С.}$$

Отсюда необходимая длина трубок маслоохладителей

$$L_M = \frac{70 \sum P}{\Delta t_M} = \frac{70 \cdot 285}{19} = 1050 \text{ м.}$$

Число секций маслоохладителя принимаем равным числу сегментов 16, тогда длина трубок одной секции будет около 66 м.

Чтобы разместить в масляной ванне секции маслоохладителя, проводку от приборов теплового контроля сегментов подпятника и арматуру системы подачи смазки под давлением при пуске, принимаем диаметр ванны подпятника на 1200 мм больше наружного диаметра подпятника, т. е. 4500 мм.

В этом случае ванна выполняется в виде цельной сварной конструкции, транспортируемой по железной дороге.

Перекрытие шахты, система торможения, нижний воздухоотделительный щит. Перекрытие шахты располагаем на отметке 198,3 м, на одном уровне с фундаментом под генератор. Перекрытие выполняется из радиально расположенных двутавровых балок, укрепленных одним концом в фундаменте,

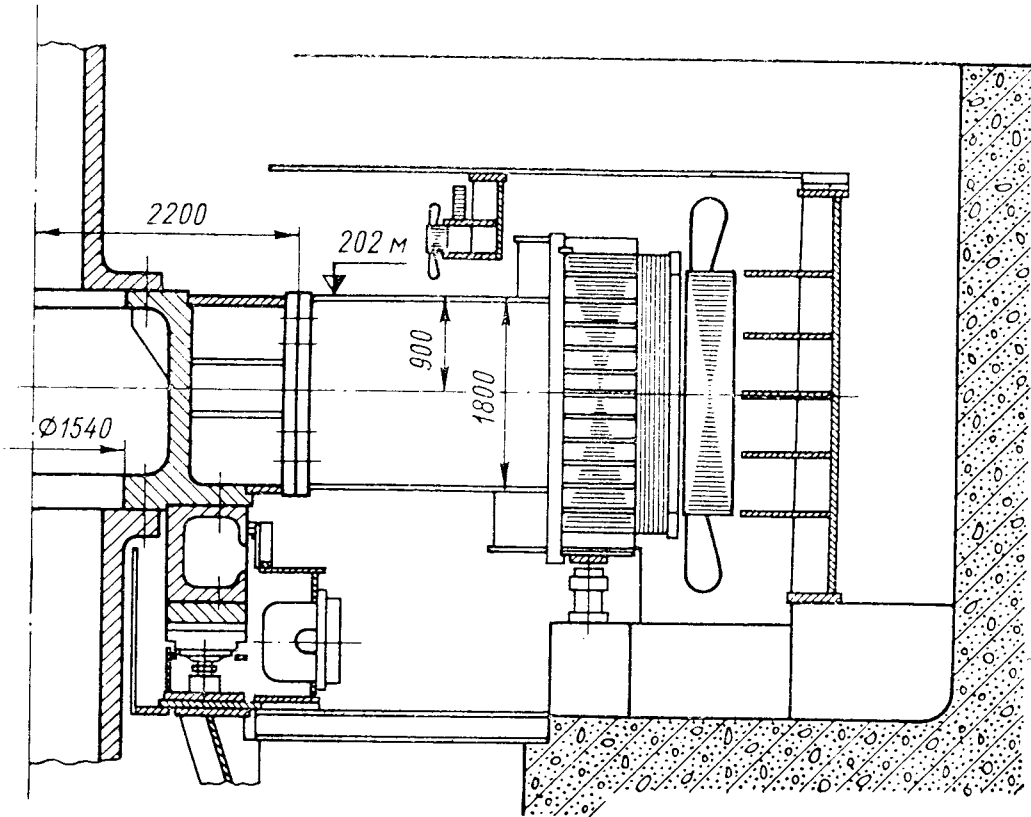


Рис. 18-3. Гидрогенератор зонтичного исполнения. Этап проектирования остова ротора и других узлов, расположенных под верхней крестовиной

а другим — на подставке под подпятник. Сверху на балки укладываются листы из рифленой стали.

Тормозная система включает в себя тормоза и трубопроводы. Число тормозов определяем из следующего условия: подъем ротора на тормоза осуществляется маслом под давлением около 10 МПа. Унифицированные тормоза, применяемые ЛПЭО «Электросила» имени С. М. Кирова, имеют диаметр поршня 220 мм, и грузоподъемность одного тормоза составляет 380 кН.

Число тормозов получим, разделив массу вращающихся частей генератора (700 т) и турбины (150 т) на грузоподъемность одного тормоза, т. е.

$$m_{\text{т}} = (700 + 150)/38 = 22,4.$$

В данном примере принимаем число тормозов равным 24 и устанавливаем их попарно на 12 бетонных тумбах под тормозным кольцом ротора. Число тумб под тормоза выбрано равным числу фундаментных тумб под статор. Между тумбами под тормоза и корпусом статора, ниже статорной обмотки примерно на 200 мм, располагаем нижний воздухоотделительный щит.

Таким образом, компоновку ротора и узлов, расположенных под ним, можно считать законченной.

Результаты проектирования на этой стадии представлены на рис. 18-3. **Конструирование верхней крестовины с подшипником.** Верхняя крестовина состоит из центральной части и отъемных лап двутаврового сечения. В центральной части располагается масляная ванна с подшипником и маслоохладителями. Подшипник — сегментного типа с самосмазкой (см. гл. 13).

Поскольку ЛПЭО «Электросила» унифицировала для зонтичных гидрогенераторов масляную ванну с подшипником, в рассматриваемом примере используем этот унифицированный узел. Имеем: диаметр надставки вала под втулкой подшипника 1200 мм, диаметр втулки подшипника 1590 мм, число сегментов 12.

Ось опорного болта подшипника располагается на отметке 203,65 м, т. е. на 350 мм ниже перекрытия верхней крестовины.

По высоте унифицированная ванна с подшипником вписывается в принятые нами габариты верхней крестовины: $204\,000 - 202\,900 = 1100$ мм.

Число лап принимаем равным числу сегментов подшипника, т. е. 12. Лапы соединяются с центральной частью стыковыми плитами. Размер центральной части по стыковым плитам принимаем, так же как для центральной части остова ротора, 4400 мм.

Проверяем подшипник по допустимой нагрузке.

Данные для расчета: диаметр втулки подшипника (шейки подшипника) $d = 1,59$ м, осевая длина сегмента $H = 0,38$ м, тангенциальная длина сегмента $B = 0,38$ м, число сегментов $m = 12$, частота вращения $n/n_y = 125/222$ об/мин, расстояние от оси ротора до оси генераторного подшипника $l_1 = 255$ см, до оси турбинного подшипника $l_2 = 698$ см.

Площадь проекции шейки подшипника

$$S = dH = 1,59 \cdot 0,38 = 0,604 \text{ м}^2.$$

Коэффициент заполнения подшипника

$$k = \frac{mB}{\pi d} = \frac{12 \cdot 0,38}{3,14 \cdot 1,59} = 0,912.$$

Допустимая нагрузка на подшипник при номинальной и угонной частотах вращения

$$P_{\text{доп}} = 3 \cdot 10^{-2} n S^2 k = 3 \cdot 10^{-2} \cdot 125 \cdot 0,604^2 \cdot 0,912 = 1,245/2,21 \text{ МН}.$$

Односторонние нагрузки, действующие на ротор генератора:

а) от одностороннего магнитного тяжения

$$Q = 0,03 D i l_t = 0,03 \cdot 11 \cdot 2,15 = 0,71 \text{ МН};$$

б) от центробежной силы механического небаланса при номинальной и угонной частотах вращения

$$C = \omega^2 G R = 172 \cdot 500 \cdot 5,0 \cdot 10^{-6} = 0,438/1,38 \text{ МН},$$

где $G = 0,001$ $G' = 500$ кг; $G' = 500 \cdot 10^3$ кг — масса обода и полюсов; $R = 5,00$ м — радиус по центру тяжести обода и полюсов.

Суммарная нагрузка на подшипник:

а) при номинальной частоте вращения

$$T_{\text{ном}} = \frac{l_2}{l_1 + l_2} (Q + C_{\text{ном}}) = \frac{698}{255 + 698} (0,71 + 0,438) = 0,84 \text{ МН} < P_{\text{доп (ном)}};$$

б) при угонной частоте вращения

$$T_y = \frac{l_2}{l_1 + l_2} C_y = \frac{698}{255 + 698} 1,38 = 1,01 \text{ МН} < P_{\text{доп (y)}}.$$

Радialное усилие одностороннего магнитного тяжения при двойном коротком замыкании

$$Q_{к.з} = 12 D i l_t \alpha \left(\frac{B_\delta}{5} \right)^2 = 12 \cdot 11 \cdot 2,15 \cdot 0,702 \left(\frac{0,7750}{5} \right)^2 = 4,55 \text{ МН},$$

где $\alpha = 0,702$ — отношение полюсной дуги к полюсному делению.

Усилie на сегмент подшипника при двойном коротком замыкании

$$P_{к.з} = \frac{4}{m} Q_{к.з} \frac{l_2}{l_1 + l_2} = \frac{4}{12} 4,55 \frac{698}{255 + 688} = 1,11 \text{ МН}.$$

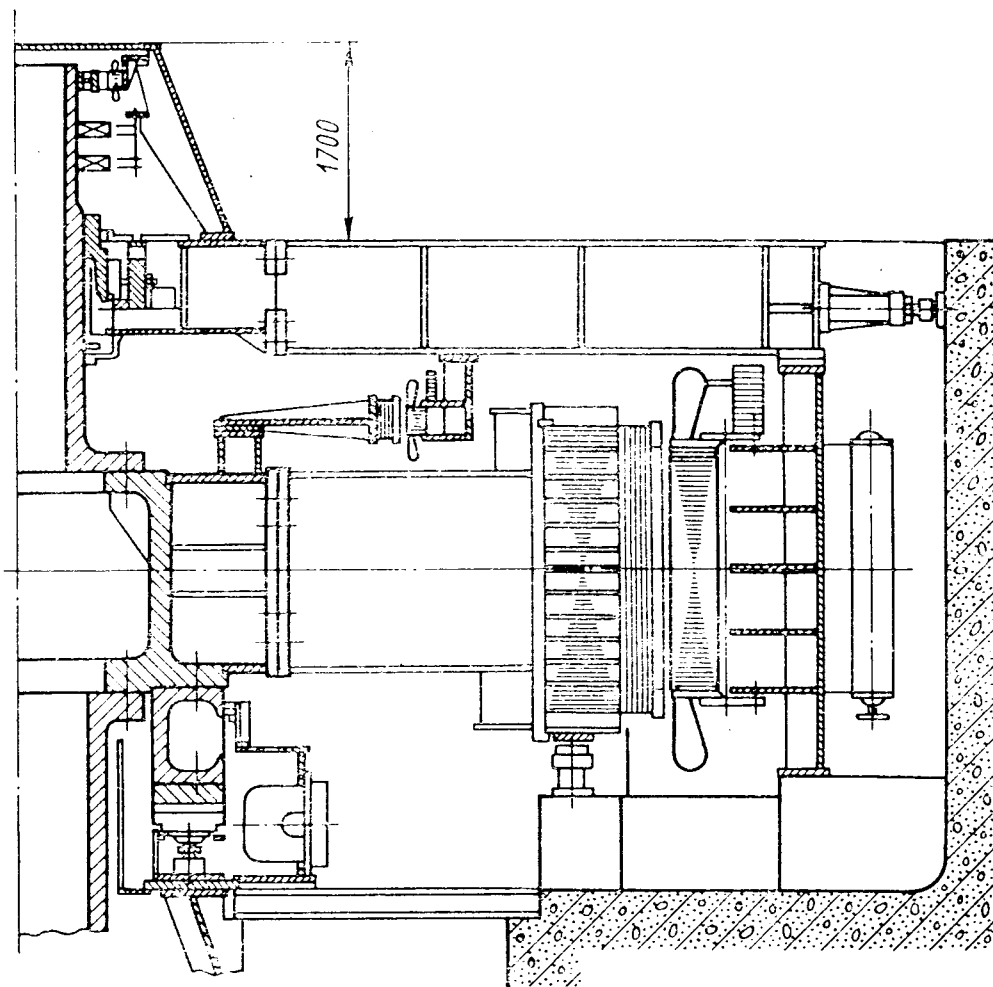


Рис. 18-4. Гидрогенератор зонтичного исполнения. Сборочный чертеж

Давление на баббитовую поверхность сегментов при двойном коротком замыкании

$$p_{\max} = \frac{P_{к.з}}{BH} = \frac{1,11}{0,38 \cdot 0,38} = 7,7 \text{ МПа},$$

что меньше допустимого давления на баббит, равного 15 МПа.

Таким образом, выбранные размеры подшипника обеспечивают его работу во всех режимах эксплуатации гидрогенератора и прочность в аварийных режимах.

Тепловые потери в подшипнике определим по формуле

$$P = \frac{BHm \mu v^2}{\delta \cdot 10^3} = \frac{0,38 \cdot 0,38 \cdot 12 \cdot 4,3 \cdot 10^{-2} \cdot 10,4^2}{1,5 \cdot 10^{-4} \cdot 10^3} = 54 \text{ кВт},$$

где $\mu = 4,3 \cdot 10^{-2}$ Па·с — вязкость масла при температуре 40 °С; $v = \pi dn/60 = 10,4$ м/с — частота вращения шейки подшипника; $\delta = 1,5 \cdot 10^{-4}$ м — радиальный зазор.

Контактные кольца, регуляторный генератор, подставка, вспомогательный генератор. Выше масляной ванны подшипника на 600--700 мм, чтобы иметь возможность выема сегментов подшипника, располагаем на надставке вала контактные кольца главного и вспомогательного генераторов. Шины токоподвода к контактным кольцам размещаются в закрытых пазах надставки вала.

Над контактными кольцами на конце вала-надставки устанавливаем ротор регуляторного генератора. Статор регуляторного генератора крепится на специальной конусной подставке, устанавливаемой на центральной части верхней крестовины. В этой же подставке размещаем траверсу контактных колец. Высота подставки получается равной 1700 мм.

Полус ротора вспомогательного генератора конструируем по данным электрического расчета, как и полюс гидрогенератора. Остов ротора вспомогательного генератора выполняем сварным из вертикального кольца-обода и горизонтального диска. Диск крепится болтами к центральной части остова ротора.

Описание такой конструкции приведено в работе [38, ч. 2].

Таким образом, в основном завершена конструктивная компоновка гидрогенератора в объеме, достаточном для эскизного проекта или предложения. Продольный разрез спроектированного гидрогенератора представлен на рис. 18-4.

В дальнейшем, в ходе технического проектирования выполняется более детальная конструкторская разработка и расчет основных узлов гидрогенератора.

18-3. КОНСТРУИРОВАНИЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРА ПОДВЕСНОГО ИСПОЛНЕНИЯ

Для гидрогенератора подвешенного исполнения конструктивная разработка статора и ротора, выполненная в § 18-2 (см. рис. 18-2), полностью сохраняется.

Чтобы можно было более наглядно сравнить компоновочные исполнения, сохраним и для подвешенного исполнения безвальную конструкцию ротора. Несмотря на то, что до сих пор такая конструкция ротора в отечественной практике не применялась, она представляется перспективной и имеет ряд преимуществ перед конструкцией ротора с валом (см. гл. 10).

В этом гидрогенераторе остов ротора будет отличаться от рассмотренного в § 18-2 только тем, что во втулке ротора вместо массивного нижнего фланца под втулку подпятника будет более тонкий диск.

Таким образом, конструирование в данном примере можно начать с расчета подпятника.

Конструирование подпятника. Внутренний диаметр подпятника определим из следующих предпосылок.

Сохраняя радиальный подшипник таким же, как в предыдущем примере, примем диаметр надставки вала под втулкой подпятника равным 1190 мм, на 10 мм меньше диаметра надставки под втулкой подшипника. Внутренний диаметр подпятника принимаем 1500 мм, т. е. на 310 мм больше диаметра вала-надставки, что достаточно для размещения выгородки.

Определение размеров сегментов, их числа и гидродинамический расчет подпятника выполняем аналогично § 18-2. В результате получаем следующие значения параметров подпятника: $D_{вн} = 150$ см; $D_n = 280$ см; $D_{ср} = 215$ см; $v_{ср} = 14,1$ м/с; $b = 65$ см; $l = 48$ см; $l/b = 0,74$; $m = 12$; $p = 4,4$ МПа; $t_1 = 45$ °С; $t_2 = 67,4$ °С; $h_{min} = 50$ мкм; $P = 15,2$ кВт; $\Sigma P = 183$ кВт.

По значениям удельной нагрузки и параметрам слоя масла подпятники в обоих примерах гидрогенераторов аналогичны, однако потери в подпятнике у второго гидрогенератора существенно ниже, что объясняется меньшим диаметром подпятника при подвешенном исполнении.

Конструирование верхней грузонесущей крестовины. Зная нагрузку на подпятник и определив средний диаметр приложения нагрузки, можно приступить к расчету грузонесущей крестовины.

Выше говорилось, что рассматриваемый вариант подвешенного исполнения близок гидрогенератору Братской ГЭС, поэтому для нашего примера воспользуемся расчетом верхней крестовины гидрогенератора этой ГЭС, который приведен в работе [50]. Конструкция такой крестовины описана в работе [38, ч. 2].

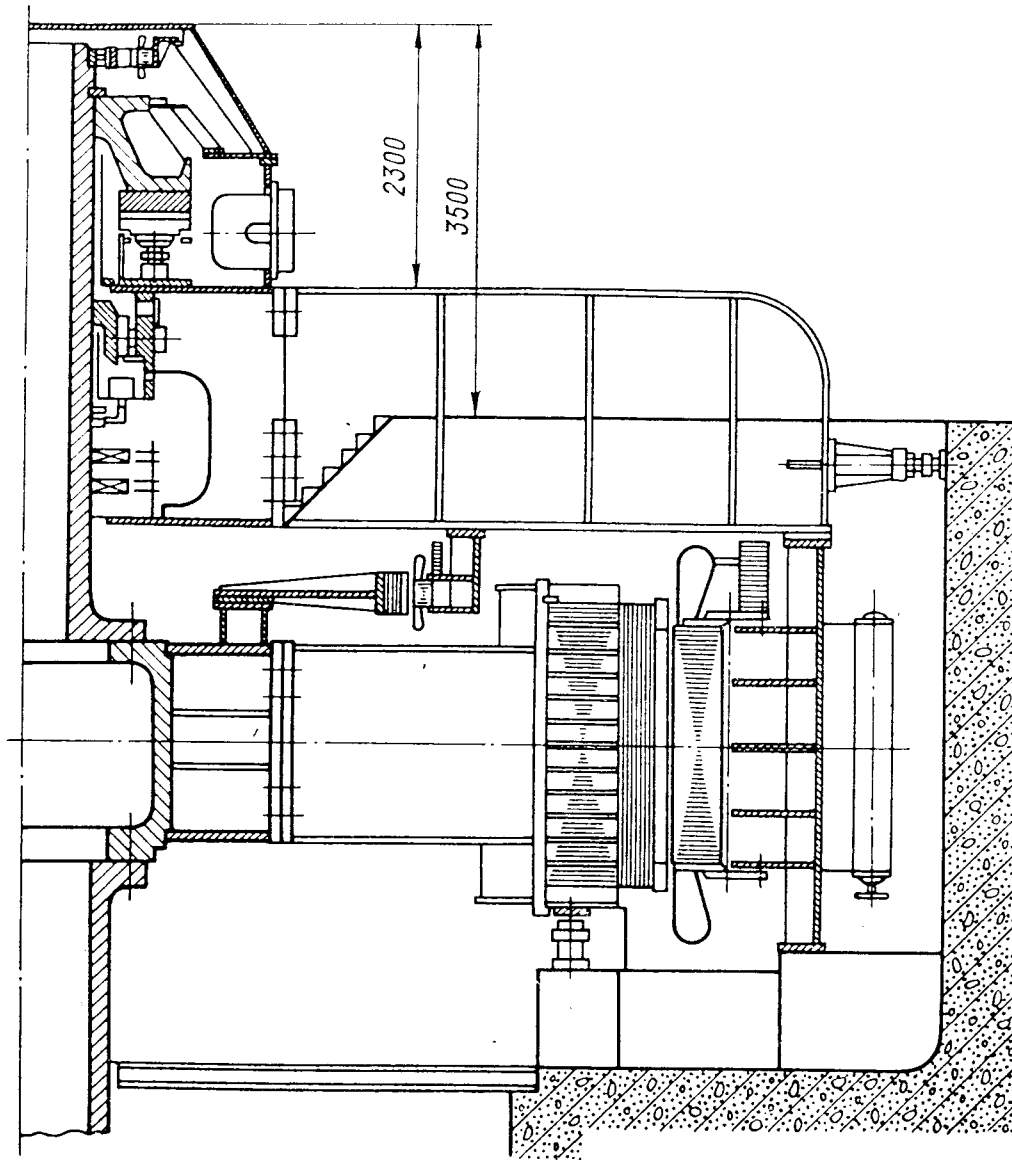


Рис. 18-5. Гидрогенератор подвешенного исполнения. Сборочный чертеж

Определим полную нагрузку на крестовину.

Нагрузка на подпятник 16,5 МН.

Нагрузка от веса:

- а) центральной части крестовины 0,4 МН;
- б) 12 лап крестовины 0,7 МН;
- в) перекрытия крестовины 0,2 МН;
- г) ванны с подпятником 0,5 МН;
- д) статора вспомогательного генератора 0,2 МН.

Распределенная нагрузка на перекрытие 0,5 МН.

Итого полная нагрузка составляет $P_k = 19$ МН.

Радиус приложения нагрузки подпятника 108 см.

Радиус по центру тяжести сечения центральной части крестовины 135 см. Радиус по центру тяжести лап с перекрытием 430 см.

Принимая высоту крестовины $H_k=230$ см, получаем в результате расчета суммарный прогиб крестовины $f_k=4,55$ мм. При этом вертикальная жесткость крестовины

$$C_k = \frac{P_k}{f_k} = \frac{19}{4,55} = 4,18 \text{ МН/мм,}$$

т. е. находится в допустимых пределах [50].

В центральной части верхней крестовины располагаем масляную ванну с подшипником и траверсу контактных колец.

Контактные кольца устанавливаем на надставке вала под подшипником.

Масляная ванна подпятника. Сохраняем высотные размеры деталей подпятника такими же, как в примере гидрогенератора зонтичного исполнения. Разница будет заключаться только в конфигурации втулки подпятника, которая в данном примере насаживается на надставку вала.

Для охлаждения подпятника устанавливаем те же маслоохладители, что и в предыдущем примере, только 12 секций вместо 16.

Диаметр ванны подпятника принимаем равным 4000 мм (на 1200 мм больше наружного диаметра подпятника).

Прочие узлы гидрогенератора. На верхней части вала-надставки размещаем ротор регуляторного генератора. Статор регуляторного генератора крепим на подставке, установленной на крышке масляной ванны подпятника.

Что касается системы торможения, вентиляции и других узлов гидрогенератора, то их конструкция сохраняется такой же, как в предыдущем примере.

Результаты конструирования гидрогенератора подвешеного исполнения представлены на рис. 18-5.

18-4. СРАВНЕНИЕ КОМПОНОВОЧНЫХ ВАРИАНТОВ ИСПОЛНЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Приведенная в § 18-2 и 18-3 конструктивная разработка зонтичного и подвешеного исполнений гидрогенератора мощностью 282,5 МВ·А и частотой вращения 125 об/мин позволяет сравнить эти варианты (табл. 18-1) и, таким образом, проиллюстрировать соображения о выборе компоновки гидрогенератора, изложенные в гл. 7.

Таблица 18-1

Параметр гидрогенератора	Исполнение	
	зонтичное	подвешеное
Высота генератора над уровнем пола машинного зала, мм	1700	3500
Масса, т:		
верхней крестовины с подшипником	63	123
масляной ванны с подпятником	53	45
надставки вала	17	25
гидрогенератора в сборе	1200	1260
Потери в подпятнике, кВт	285	183

Из сравнения рассмотренных вариантов компоновки гидрогенераторов очевидно бесспорное экономическое преимущество зонтичного исполнения, характеризующееся резким сокращением высоты агрегата и связанной с ней стоимостью машинного зала. Подтвердилось также высказанное ранее соображение о некотором уменьшении массы гидрогенератора при зонтичном исполнении. Незначительное снижение КПД агрегата в связи с увеличением потерь в подпятнике для зонтичного варианта в приведенном примере перекрывается указанными выше экономическими преимуществами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Абрамов Г. А., Роев Б. А., Ронжин А. А.** Теоретические и экспериментальные исследования колебаний лобовых частей обмотки статора мощных турбогенераторов.— Труды ВНИИЭ, 1974, вып. 44.
2. **Абрамов Г. А., Цветков В. А.** Расчет колебаний лобовой дуги обмотки статора электрической машины.— Там же.
3. **Автоматические регуляторы** возбуждения сильного действия для гидротурбогенераторов, турбогенераторов и синхронных компенсаторов с ионной системой возбуждения/Л. Ф. Алексеев, В. А. Бабулин, Г. Р. Герценберг и др.— В кн.: Автоматические регуляторы возбуждения. Труды ВЭИ.— М.: Энергия, 1973, вып. 73.
4. **Александров А. Е.** Подпятники гидроагрегатов. М.: Энергия, 1975.
5. **Алексеев А. Е.** Конструкция электрических машин.— М.; Л.: Госэнергоиздат, 1958.
6. **Альпер Т. И., Сергиевская Т. Г.** Охлаждение гидротурбогенераторов.— М.: Энергия, 1969.
7. **Белоусова В. В., Чечурин В. Л.** Алгоритм численного расчета поля и потерь в торцевой зоне электрической машины.— Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1976, № 6.
8. **Бернштейн Л. Б.** Прямоточные и погруженные гидроагрегаты.— М.: ЦИНТИМАШ, 1962.
9. **Богданов О. И., Приходько О. Б.** Расчет сегментных подпятников.— Механика машин, 1967, вып. 9—10.
10. **Ботвинник М. М.** Асинхронизированная синхронная машина.— М.: Госэнергоиздат, 1960.
11. **Брон О. Б.** Автоматы гашения магнитного поля.— М.; Л.: Госэнергоиздат, 1961.
12. **Важнов А. И.** Электрические машины.— Л.: Энергия, 1969.
13. **Ваксер Б. Д.** Ионизационные процессы и конструирование статорной изоляции высоковольтных машин.— В сб.: Электросила.— Л.: Энергия, 1965, № 24.
14. **Вентильные преобразователи** в цепях электрических машин/И. А. Глебов, В. Н. Левин, П. А. Ровинский и др.— Л.: Наука, 1967.
15. **Вольдек А. И.** Магнитное поле в воздушном зазоре асинхронных машин.— Труды ЛПИ им. М. И. Калинина, 1953, № 3.
16. **Вольдек А. И.** Методика расчета векторного магнитного потенциала лобовых частей обмоток электрических машин.— Труды ЛПИ им. М. И. Калинина, 1964, № 241.
17. **Вольдек А. И.** Намагничивающие силы трехфазных дробных обмоток.— Труды ЛПИ им. М. И. Калинина, 1960, № 209.
18. **Вольдек А. И.** Электрические машины.— Л.: Энергия, 1978.
19. **Гарднер А.** Экспериментальное определение рабочих характеристик упорных подшипников диаметром 152 мм с качающимися колодками.— Проблемы трения и смазки, 1975, № 3.
20. **Глебов И. А.** Системы возбуждения синхронных генераторов с управляемыми преобразователями.— М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1960.

21. Готтер Г. Нагревание и охлаждение электрических машин.— М.; Л.: Госэнергоиздат, 1961.
22. Данилевич Я. Б., Домбровский В. В., Казовский Е. Я. Параметры электрических машин переменного тока.— М.: Наука, 1965.
23. Данилевич Я. Б., Кулик Ю. А. Теория и расчет демпферных обмоток синхронных машин.— М.; Л.: Изд-во АН СССР, 1962.
24. Демирчян К. С. Моделирование магнитных полей.— Л.: Энергия, 1974.
25. Домбровский В. В. Методы расчета электромагнитного поля в торцевых зонах электрических машин.— Электротехника, 1978, № 5.
26. Домбровский В. В., Хуторецкий Г. М. Основы проектирования электрических машин переменного тока.— Л.: Энергия, 1974.
27. Жданов П. С. Устойчивость электрических систем.— М.: Энергия, 1979.
28. Ипатов П. М. Гармонические МДС обмотки статора с дробным числом пазов на полюс и фазу.— В сб.: Электросила.— Л.: Госэнергоиздат, 1961, № 20.
29. Ипатов П. М. Построение рациональных схем волновых обмоток статора синхронного генератора с дробным числом пазов на полюс и фазу.— В сб.: Электросила.— Л.: Госэнергоиздат, 1957, № 17.
30. Карымов А. А., Харитонова Т. В. Алгоритм расчета амплитуд вынужденных колебаний лобовой дуги гидрогенератора.— В кн.: Турбо- и гидрогенераторы.— Л.: Наука, 1974.
31. Карымов А. А., Харитонова Т. В. К расчету электродинамических усилий, действующих на лобовые части обмоток статоров мощных синхронных генераторов.— Электротехника, 1974, № 6.
32. Кислицкий Б. В., Рябов Е. В., Цветков В. А. Определение коэффициентов жесткости элементов крепления лобовых частей обмотки статора синхронного генератора в условиях эксплуатации.— Труды ВНИИЭ, 1974, вып. 44.
33. Лютер Р. А. Расчет моментов вращения синхронных машин при коротких замыканиях.— В сб.: Электросила.— Л.: Госэнергоиздат, 1950, № 7.
34. Пинский Г. Б., Школьник Э. В. Экономичная сегментировка сердечников активной стали разъемных статоров синхронных машин.— В сб.: Электросила.— Л.: Госэнергоиздат, 1961, № 20.
35. Писарев А. П., Деткин Л. П. Управление тиристорными преобразователями.— М.: Энергия, 1975.
36. Подольский М. Е. К вопросу о температурном поле смазочного слоя в упорных подшипниках скольжения.— В кн.: Развитие гидродинамической теории смазки.— М.: Наука, 1970.
37. Подпятники, направляющие подшипники и крестовины мощных гидрогенераторов/М. Я. Каплан, Э. В. Школьник, М. И. Зунделевич и др.— Л.: Энергия, 1968.
38. Проектирование гидрогенераторов. В 2-х ч./В. В. Домбровский и др.— Л.: Энергия, 1965 (ч. 1), 1968 (ч. 2).
39. Проектирование гидростатических подшипников/Под ред. Г. Риппела.— М.: Машиностроение, 1967.
40. Расчет параметров оборудования вентиляльных систем самовозбуждения/В. М. Бобров, Ф. П. Гозман, Н. П. Корнякова и др.— В кн.: Проблемы электроэнергетики и электромеханики.— Л.: Наука, 1977.
41. Рихтер Р. Обмотки якорей машин переменного и постоянного тока.— М.; Л.: ОНТИ, 1933.
42. Рихтер Р. Электрические машины. Т.4.— М.; Л.: ГОНТИ, 1939.
43. Рюденберг Р. Переходные процессы в электроэнергетических системах.— М.: Изд-во иностр. лит., 1955.
44. Ситник Н. Х. Силовая полупроводниковая техника.— М.: Энергия, 1968.
45. Справочник конструктора гидротурбин/Л. Я. Бронштейн, А. М. Герман и др.— Л.: Машиностроение, 1971.
46. Стеклов М. Л. Горизонтальные гидравлические турбины.— Л.: Машиностроение, 1974.

47. **Суханов Л. А., Иванова Л. И.** Определение эпюр сил вдоль лобовых дуг статорных обмоток. В кн.: Исследование турбо- и гидрогенераторов.— Л.: Наука, 1976.
48. **Сыромятников И. А.** Режимы работы синхронных генераторов.— М.: Госэнергоиздат, 1952.
49. **Тер-Газарян Г. Н.** Несимметричные режимы синхронных машин.— М.: Энергия, 1969.
50. **Технология** крупного электромашиностроения. В 3-х т. Т. 2. Гидрогенераторы/М. И. Зунделевич, С. А. Прутковский.— Л.: Энергия, 1981.
51. **Токарь И. Я.** Проектирование и расчет опор трения.— М.: Машиностроение, 1971.
52. **Токов М. М.** Проектирование электрических машин. Ч. 2.— Л.: Изд. ЛПИ им. М. И. Калинина, 1975.
53. **Турбогенераторы**, расчет и конструкция/В. В. Титов, Г. М. Хуторецкий, Г. А. Загородная и др.— Л.: Энергия, 1967.
54. **Унифицированный автоматический регулятор** возбуждения сильного действия на полупроводниковых элементах/М. И. Покровский, О. А. Леус, Н. В. Любарская и др.— В кн.: Автоматическое регулирование и управление в энергосистемах.— М.: Энергия, 1977, вып. 83.
55. **Филиппов И. Ф.** Вопросы охлаждения электрических машин.— М.; Л.: Энергия, 1964.
56. **Филиппов И. Ф.** Основы теплообмена в электрических машинах.— Л.: Энергия, 1974.
57. **Харада Тецу.** Результаты непосредственного охлаждения подпятника мощного гидрогенератора. Пер. с японск.— Денки дзасси, 1967, т. 54, № 14.
58. **Цветков В. А.** К расчету электродинамических сил в зоне лобовых частей обмотки статора электрической машины.— Электричество, 1972, № 4.
59. **Цветков В. А.** Расчет магнитной вибрации гидрогенераторов.— Электротехника, 1975, № 1.
60. **Чистяков А. А., Иванова В. В.** Механические характеристики стержней обмоток статоров гидрогенераторов с термореактивной изоляцией.— Электротехн. пром-сть, 1974, вып. 9(43).
61. **Шуйский В. П.** Расчет электрических машин.— Л.: Энергия, 1968.
62. **Эззат, Роде.** Исследование термогидродинамических характеристик ползунов конечной ширины.— Проблемы трения и смазки, 1973, № 3.
63. **Angreasson S.** The pivoted slider bearing of infinite width considering variable viscosity heat transfer and elastic and thermal deformations.— Acta Polytechnica Scandinavica. Mechanical Eng. ser., 1967, № 29.
64. **Lawrenson P. J.** Forces on turbogenerator end windings.— Proc. IEE. Power Record, 1965, № 6.
65. **Raimondi A. A.** An adiabatic solution for the finite slider bearing.— Trans. ASLE, 1966, v. 9.
66. **Raimondi A. A.** The influence of longitudinal and transverse profile on the load capacity of pivoted pad bearings.— Trans. ASLE, 1960, v. 3, № 2.
67. **Tegopoulos J. A.** Forces on the end winding of turbine-generators.— Trans. IEE, 1966, v. PAS-85, № 2.
68. **Wiesemann R. W.** Graphical determination of magnetic fields.— AIEE Trans., 1927, № 2.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
ГЛАВА ПЕРВАЯ. ТИПЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ И ИХ ОСОБЕННОСТИ	5
1-1. Основные исполнения гидрогенераторов	—
1-2. Основные факторы, определяющие размеры гидрогенераторов	8
1-3. Капсульные гидрогенераторы	15
ГЛАВА ВТОРАЯ. РАСЧЕТ МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ И ПАРАМЕТРОВ	20
2-1. Магнитное поле и индуктивные сопротивления гидрогенератора	—
2-2. Приближенный учет насыщения	32
2-3. Численные расчеты магнитных полей с учетом насыщения	43
ГЛАВА ТРЕТЬЯ. ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ	47
3-1. Характеристика холостого хода	—
3-2. Нагрузочные характеристики	48
3-3. Регулировочные характеристики	50
3-4. Внешние характеристики	—
3-5. U-образные характеристики	52
3-6. Построение угловой характеристики с учетом насыщения	53
ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ	55
4-1. Общие положения	—
4-2. Изменение напряжения	56
4-3. Изменение частоты	57
4-4. Изменение коэффициента мощности	58
4-5. Изменение температуры воды и воздуха	62
4-6. Несимметричная нагрузка	63
4-7. Режим зарядки линии электропередачи	69
4-8. Допустимые перегрузки по току	73
4-9. Внезапные короткие замыкания	74
4-10. Асинхронные режимы	91
ГЛАВА ПЯТАЯ. ПОТЕРИ И КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ	96
5-1. Виды потерь	—
5-2. Потери в сердечниках при холостом ходе	97
5-3. Потери в обмотках и сердечниках при коротком замыкании	100
5-4. Потери на возбуждение	106
5-5. Механические потери	—
ГЛАВА ШЕСТАЯ. НАГРЕВАНИЕ И ОХЛАЖДЕНИЕ	107
6-1. Системы охлаждения	—
6-2. Физические предпосылки вентиляционного расчета	111
6-3. Вычисление элементарных аэродинамических (гидравлических) сопротивлений	114

6-4. Метод вентиляционного расчета	119
6-5. Принципы тепловых расчетов и допустимые нагревы частей гидрогенераторов	122
6-6. Тепловой расчет статора	133
6-7. Тепловой расчет обмотки возбуждения	143
6-8. Неустановившиеся тепловые режимы	145
6-9. Тепловой расчет демпферной обмотки	151
6-10. Расчет допустимой нагрузки при несинусоидальном токе статора	155
ГЛАВА СЕДЬМАЯ. КОМПОНОВКА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ	157
7-1. Конструктивные исполнения гидрогенераторов	—
7-2. Компонувочные решения вертикальных гидрогенераторов	159
7-3. Соображения по выбору компоновки гидрогенератора	164
ГЛАВА ВОСЬМАЯ. СТАТОР	167
8-1. Общие положения	—
8-2. Корпус статора	168
8-3. Сердечник статора	172
ГЛАВА ДЕВЯТАЯ. ОБМОТКА СТАТОРА	175
9-1. Типы обмоток	—
9-2. Конструкция обмоток	176
9-3. Схемы обмоток статоров гидрогенераторов	183
9-4. Влияние демпферной системы на ЭДС и МДС трехфазных обмоток	191
9-5. Испытания обмоток	—
9-6. Особенности конструкции и эксплуатации обмоток с внутрипроводниковым охлаждением	196
ГЛАВА ДЕСЯТАЯ. РОТОР	201
10-1. Конструктивные исполнения роторов	—
10-2. Валы и остовы роторов	204
10-3. Ободы	208
10-4. Полюсы и токоподвод	213
ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ. ВОПРОСЫ ПРОЧНОСТИ И КОЛЕБАНИЙ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ	220
11-1. Общие положения	—
11-2. Пазовая часть обмотки статора	224
11-3. Лобовая часть обмотки статора	228
11-4. Вибрации сердечника статора	236
ГЛАВА ДВЕНАДЦАТАЯ. ТЕОРИЯ И РАСЧЕТ ПОДПЯТНИКОВ	245
12-1. Общие положения	—
12-2. Конструкция подпятников	247
12-3. Уравнения гидродинамической теории смазки подпятников	252
12-4. Подушка прямоугольной формы при постоянной вязкости	253
12-5. Влияние формы сегмента	260
12-6. Влияние изменения вязкости масла в плоскости трения	262
12-7. О выборе размеров подпятника	263
12-8. Деформации поверхностей трения и их влияние на характеристики подпятника	266
12-9. Температурное поле сегмента подпятника	269
12-10. Гидростатический подъем ротора	271
ГЛАВА ТРИНАДЦАТАЯ. КРЕСТОВИНЫ, НАПРАВЛЯЮЩИЕ ПОДШИПНИКИ, МАСЛЯНЫЕ ВАННЫ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА	273
13-1. Крестовины	—
13-2. Направляющие подшипники	281

13-3. Масляные ванны	285
13-4. Маслоохладители подпятников и подшипников	286
13-5. Регуляторный генератор	287
13-6. Тормозная система	292
13-7. Тепловой контроль гидрогенератора	294
13-8. Противопожарное устройство	295
ГЛАВА ЧЕТЫРНАДЦАТАЯ. СИСТЕМЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ	297
14-1. Роль систем возбуждения и автоматического регулирования на- пряжения в повышении статической и динамической устойчи- вости	—
14-2. Требования к системам возбуждения и автоматическим регу- ляторам возбуждения	301
ГЛАВА ПЯТНАДЦАТАЯ. СИСТЕМЫ НЕЗАВИСИМОГО ВОЗБУЖДЕНИЯ И САМОВОЗБУЖДЕНИЯ	305
15-1. Основные способы возбуждения	—
15-2. Однорупповая схема преобразования	309
15-3. Двухгрупповая схема преобразования	314
15-4. Переходные процессы тиристорной возбудительной системы	319
15-5. Принцип расчета вспомогательного синхронного генератора	325
15-6. Принципы расчета систем тиристорного самовозбуждения	327
ГЛАВА ШЕСТНАДЦАТАЯ. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТИРИСТОРНЫМИ ПРЕ- ОБРАЗОВАТЕЛЯМИ	334
16-1. Принципы управления	—
16-2. Полупроводниковая система управления	337
ГЛАВА СЕМНАДЦАТАЯ. АВТОМАТИЧЕСКИЕ РЕГУЛЯТОРЫ ВОЗБУЖДЕНИЯ	341
17-1. Структурная схема полупроводникового АРВ сильного действия	—
17-2. Функции АРВ сильного действия и роль стабилизирующих сиг- налов	342
17-3. Автоматический регулятор возбуждения вспомогательного ге- нератора	344
ГЛАВА ВОСЕМНАДЦАТАЯ. ПРИМЕРЫ КОНСТРУИРОВАНИЯ ГИДРОГЕ- НЕРАТОРОВ	345
18-1. Общие положения	—
18-2. Конструирование гидрогенератора зонтичного исполнения	346
18-3. Конструирование гидрогенератора подвесного исполнения	358
18-4. Сравнение компоновочных вариантов исполнения гидрогене- ратора	360
Список литературы	361