

Повышение квалификации оперативного персонала электрических цехов ТЭС

Специальный курс.

*Тема 2.3. «Режимы работы генераторов серии:
ТВФ, ТВВ, ТЗФП и других типов»*

Подготовил: ст. преподаватель кафедры ЭГиПП

Непша Федор Сергеевич

сот. тел. 8-904-994-25-15

e-mail: nepshafs@gmail.com

Общие сведения о генераторах серии ТВФ, ТВВ, ТЗФП и других типов

Основная масса турбогенераторов в России изготавливаются концерном «Силовые машины» (заводом «Электросила» г. Санкт-Петербург), ОАО «Привод» г. Лысьва и НПО «Элсиб» г. Новосибирск.

Согласно ГОСТ 533-2000 (взамен ГОСТ 533-85, ГОСТ 533-93) принята шкала номинальных мощностей турбогенераторов: 1,2; 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200 МВт.

Номинальный $\cos\varphi$ принят равным: 0,8 — для генераторов до 100 МВт; 0,85 — для турбогенераторов до 500 МВт и гидрогенераторов до 300 МВт; 0,9 — для более мощных генераторов.

Генераторы типа Т, ТА

(общие сведения)

Т, ТА (2,5-20 МВт) – с косвенным воздушным охлаждением обмотки статора и ротора и непосредственным охлаждением сердечника статора;

Выполняются с воздушным охлаждением мощностью от 2,5 до 20 МВт (КВЗ - до 12 МВт, выше 12 МВт – НВЗ).

Турбогенераторы имеют закрытое исполнение и самовентиляцию по замкнутому циклу.

Сердечник статора состоит из пакетов, разделённых вентиляционными каналами. Обмотка статора двухслойная с укороченным шагом.

Генераторы типа Т, ТА

(Технические данные)

Таблица 1

Типо-размер	$P_{ном}$, кВт	$U_{ном}$, В	$I_{Iном}$, А	$\eta_{ном}$, %	U_v , В	I_v , А	Мас-са, кг
Т-2,5-2	2500	3150	572	97,2	83	243	12500
Т-2,5-2	2500	6300	286	97,2	83	243	12500
Т-4-2	4000	3150	916	97,4	113	274	15000
Т-4-2	4000	6300	458	97,4	113	274	15000
Т-6-2	6000	6300	687	97,6	140	248	20000
Т-6-2	6000	10500	412	97,6	139	246	20000
Т-6-2	6000	6300	1376	97,6	230	291	20000
Т-12-2	12000	10500	825	97,6	230	289	27000
Т-20-2	20000	6300	2295	97,6	190	545	60000
Т-20-2	20000	10500	1375	97,6	192	548	60000

Генераторы типов ТФ, ТЗФ, ТЗФА

(общие сведения)

ТФ – с непосредственным воздушным охлаждением обмотки ротора и сердечника ротора, с косвенным охлаждением обмотки статора;

ТЗФ – с непосредственным охлаждением воздухом обмотки ротора, сердечника статора и косвенным охлаждением обмотки статора (по трехконтурной схеме);

ТЗФА – асинхронизированные турбогенераторы, имеющие на роторе 2 обмотки возбуждения с непосредственной системой воздушного охлаждения;

Генераторы типов ТЗВ, ТВФ

(общие сведения)

ТЗВ (800 МВт) – с непосредственным охлаждением обмоток статора и ротора дистиллированной водой, с косвенным водяным охлаждением активной стали сердечника с заполнением внутреннего пространства генератора воздухом при атмосферном давлении;

ТВФ (63-120 МВт) – с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора по схеме самовентиляции и косвенным водородным охлаждением обмотки статора и непосредственным водородным охлаждением активной стали сердечника.

Генераторы типов ТВВ, ТВМ

(общие сведения)

ТВВ (160-1200 МВт) – с непосредственным охлаждением обмотки ротора и железа сердечника водородом и непосредственным охлаждением обмотки статора водой. В обозначении типоразмеров буква **Е** означает принадлежность к единой унифицированной серии; буква **К** – изготовление бандажных колец ротора из коррозионно-стойкой стали.

ТВМ (500 МВт) – с непосредственным охлаждением обмотки и железа статора кабельным маслом, обмотки ротора – водой.

Номинальные параметры ТГ

Номинальным напряжением генератора называют то напряжение, при котором он предназначен для нормальной работы.

Номинальная мощность генератора определяется как длительно допустимая нагрузка при определенной расчетной температуре охлаждающего вещества (газа или жидкости) и длительно допустимой температуре нагрева обмотки и стали статора и обмотки ротора.

$$P_{\text{ном}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi = S_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi, \quad (1)$$

Номинальные параметры ТГ

Номинальный ток статора определяется по формуле

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2)$$

Номинальный ток ротора – это максимальный ток возбуждения генератора, при котором обеспечивается отдача генератором его номинальной мощности при отклонении напряжения статора в пределах $\pm 5\%$ номинального значения при номинальном коэффициенте мощности.

Номинальные параметры ТГ

Номинальный коэффициент мощности – $\cos\varphi$ у большинства синхронных генераторов равен 0,8 и 0,85. У генераторов мощностью 800 – 1200 МВт он равен 0,9.

Коэффициент полезного действия характеризует генератор при номинальной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности. У современных турбогенераторов номинальный КПД колеблется в пределах 97,5 – 98,9 %. Чем мощнее генератор, тем выше его КПД. С уменьшением нагрузки и коэффициента мощности КПД генератора уменьшается.

Основные характеристики генераторов

(общие сведения)

Характеристики синхронных генераторов устанавливают функциональную зависимость между их параметрами режима - U , I и i_f - при $f = f_1 = const$ (или $n_1 = n_n = const$) и $\cos \varphi = const$.

Выделяют три семейства характеристик:

1. Нагрузочные характеристики (в т.ч. характеристика ХХ).
2. Внешняя характеристика
3. Регулировочные характеристики (в т.ч. характеристика КЗ)

Основные характеристики генераторов

(нагрузочные характеристики)

$$U = f(i_f) \quad I = const \quad (3)$$

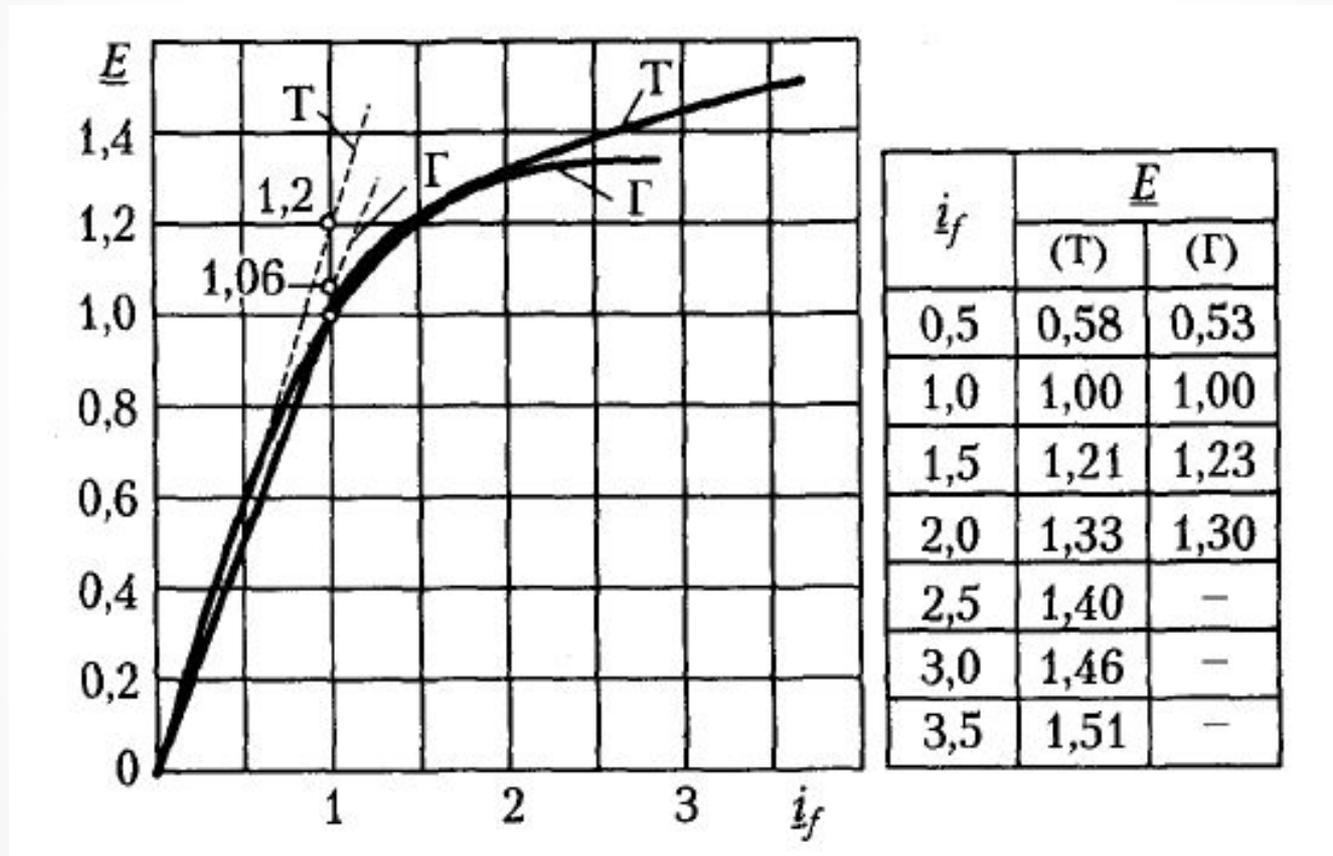


Рис. 1. Характеристика холостого хода СГ ($I=0$)

Основные характеристики генераторов (нагрузочные характеристики)

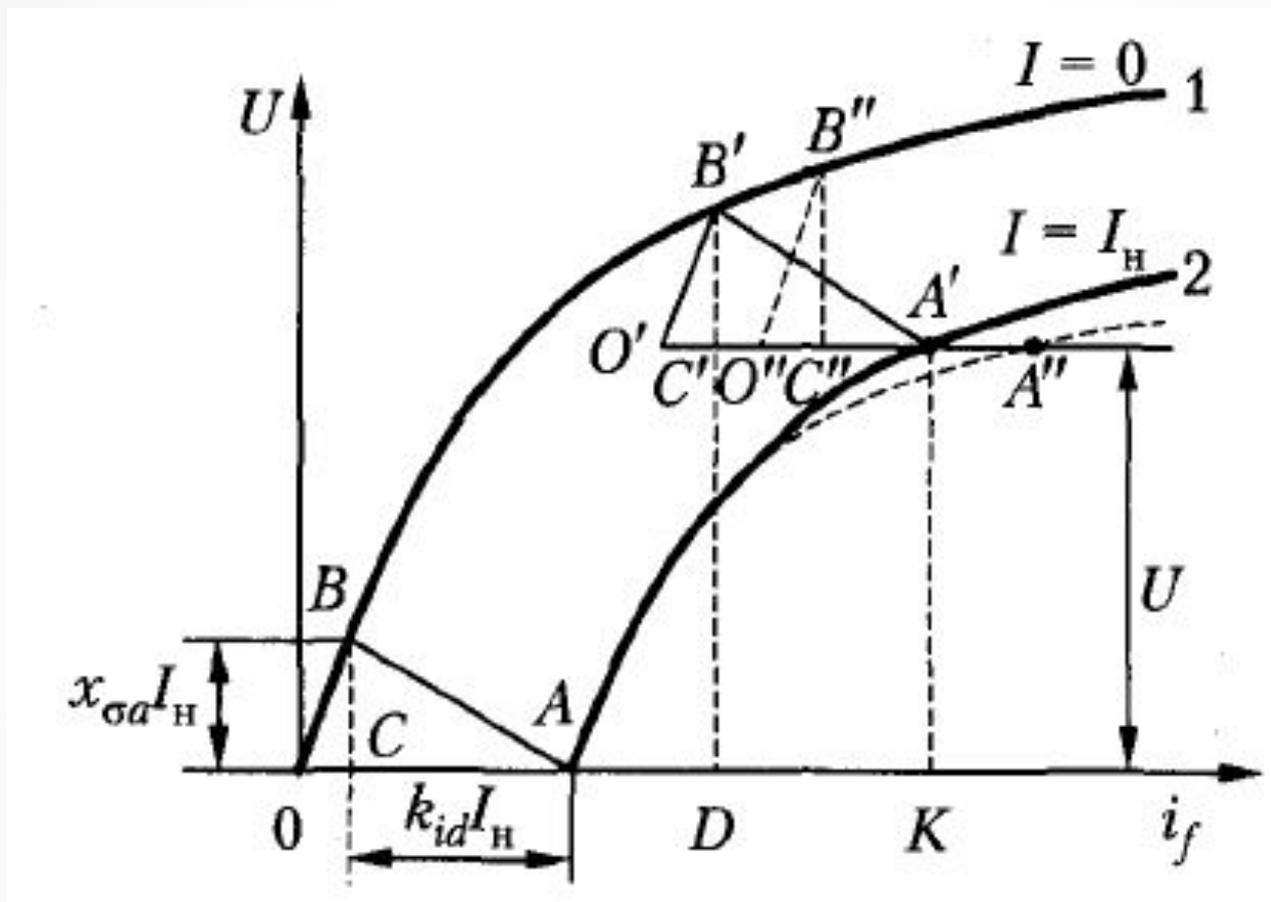


Рис. 2. Индукционная нагрузочная характеристика СГ.

Основные характеристики генераторов

(внешние характеристики)

$$U = f(I) \quad i_f = const \quad (4)$$

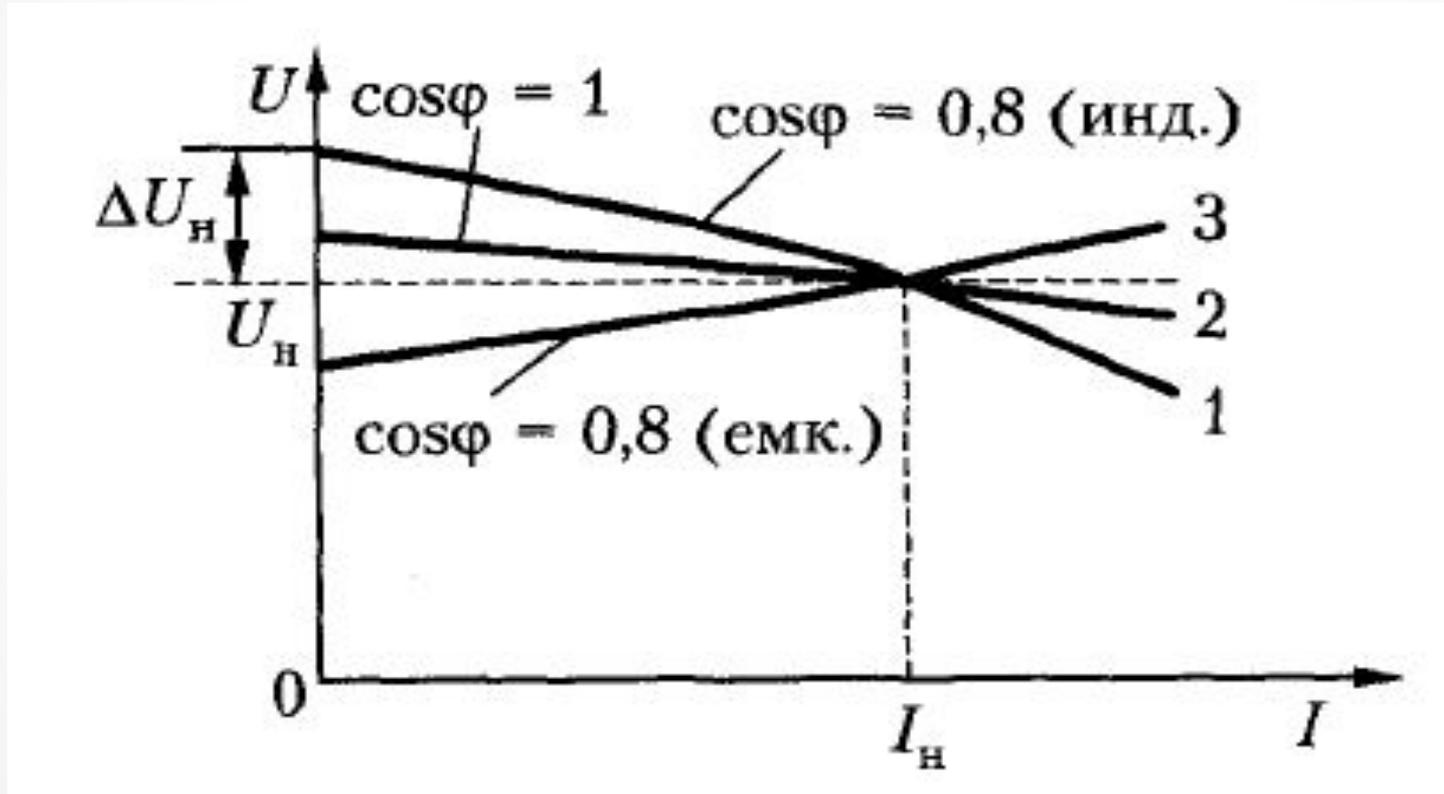


Рис. 3. Внешние характеристики синхронного генератора

Основные характеристики генераторов

(регулирующие характеристики)

$$i_f = f(I) \quad U = \text{const} \quad (5)$$

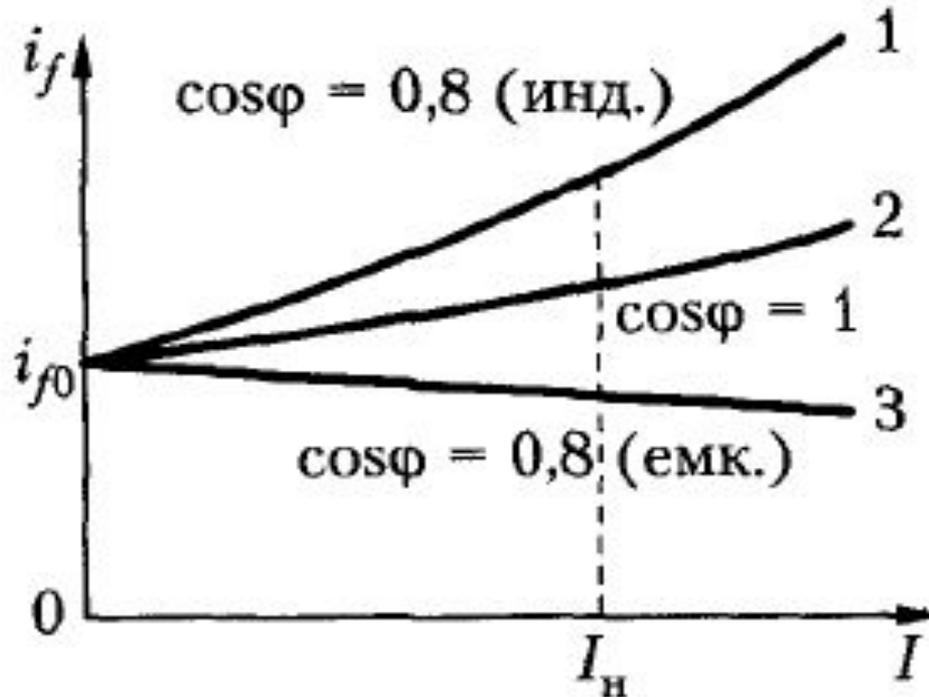
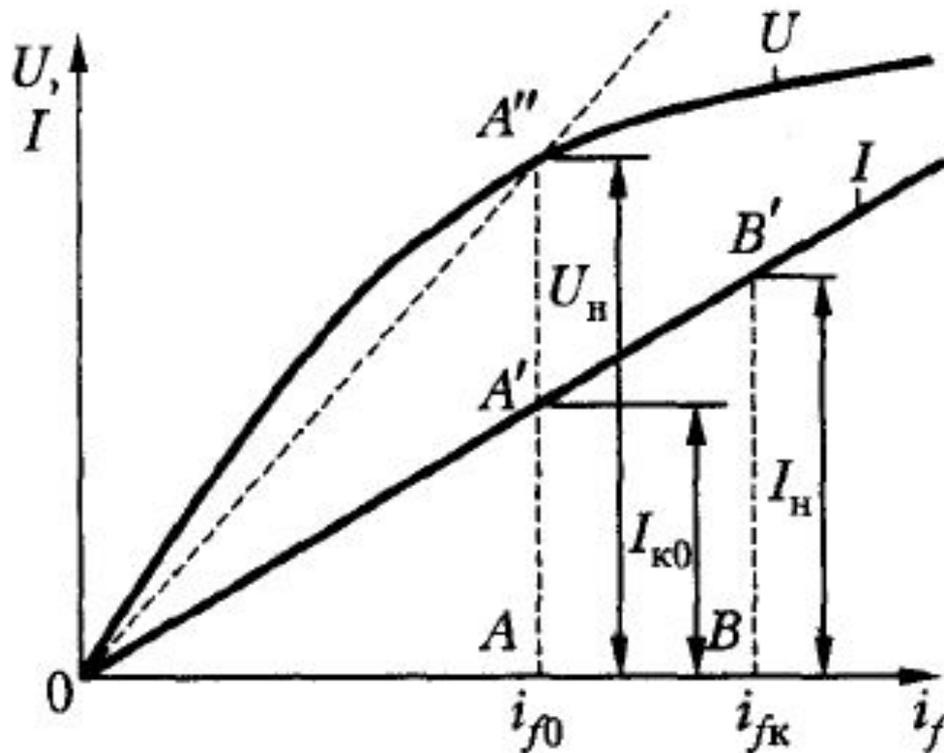


Рис. 4. Регулирующие характеристики синхронного генератора

Основные характеристики генераторов

(характеристика КЗ, ОКЗ)



$$k_{OKЗ} = \frac{I_{к0}}{I_H}, \quad (6)$$

$$I_{к0} = \frac{U_H}{x_d}, \quad (7)$$

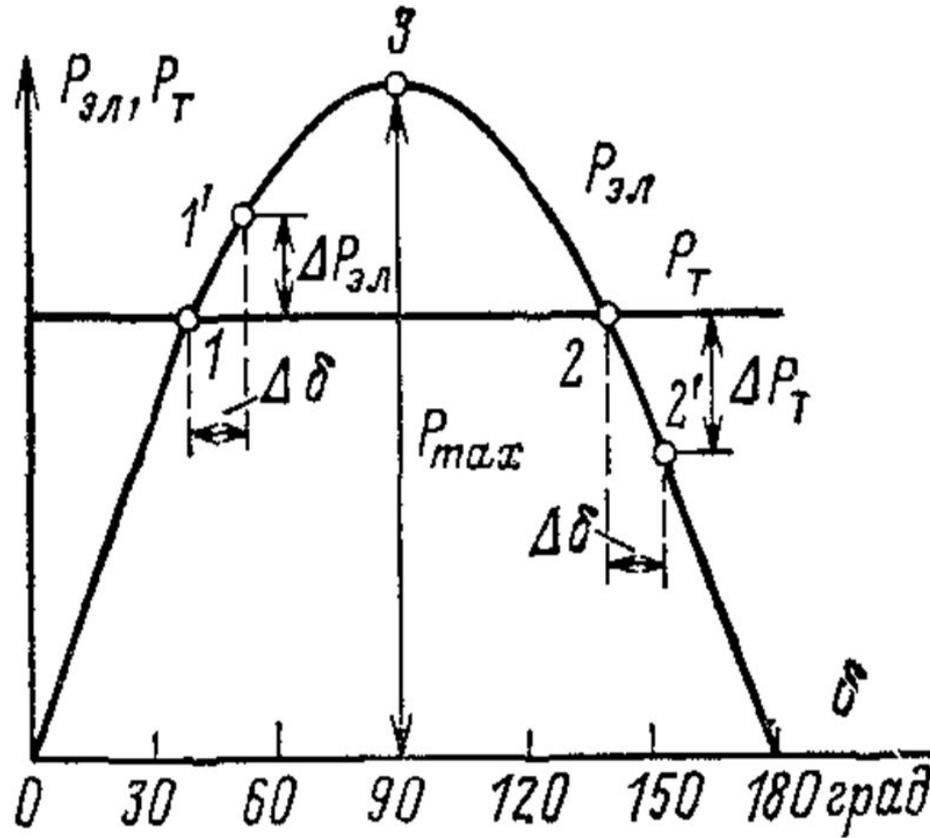
$$k_{OKЗ} = \frac{i_{f0}}{i_{fk}}, \quad (8)$$

НЯП СГ ОКЗ = 0,4-1,0;
ЯП СГ ОКЗ = 0,8-1,8.

Рис. 5. Определение отношения короткого замыкания (характеристика КЗ – I)

Основные характеристики генераторов

(Угловая характеристика)



$$P = \frac{E_r U_c}{X_{рез}} \sin \delta \quad (9)$$

$$P_{max} = \frac{E_r U_c}{X_{рез}} \quad (10)$$

Рис. 6. Угловая характеристика синхронного генератора

Основные характеристики генераторов

(U-образные характеристики)

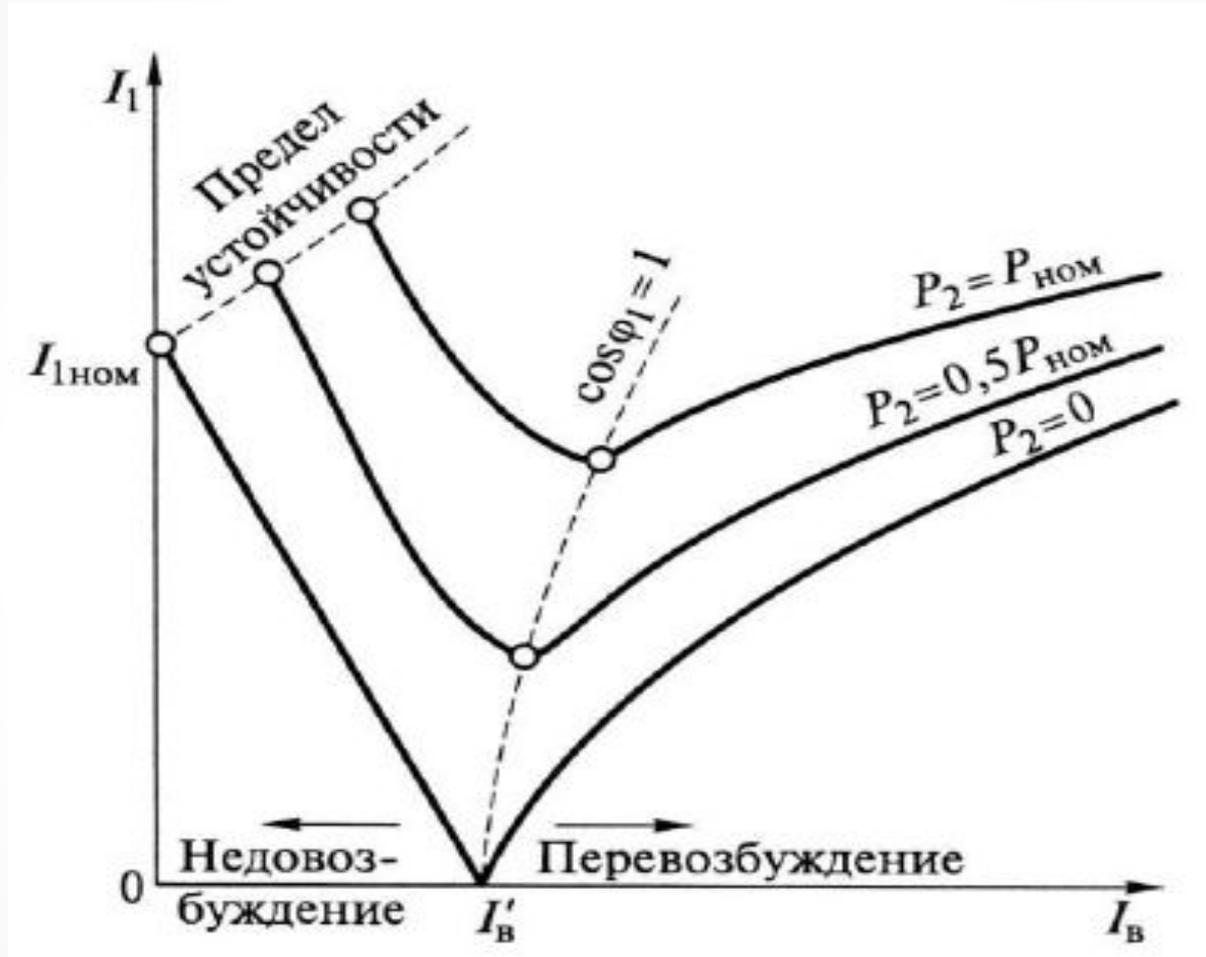


Рис. 7. U-образные характеристики синхронного генератора

Параметры электроэнергетического оборудования электростанций Кузбасса

Таблица 2

№ п/п	ЭС	Энергоблок, агрегат	Тип генератора	$P_{\text{ном}}$, МВт	$U_{\text{ном}}$, кВ	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	Ином. ст., А	$U_{\text{фно}}$, В	$I_{\text{фхх}}$, А	$I_{\text{фном}}$, А	Система возбуждения	Тип возбудителя	Тип системы АРВ	КПД, %
1	ТУГРЭС (9 ТГ)	Блок №1-3, ТГ ст. №1-3	ТВ2-100-2	100	13,8	0,85	4925	400	280	648	ТН	ВТ-300-3000	н/д	98,4
		Блок №4,5, ТГ ст. №4,5	ТВФ-125-2 У-3	125	10,5	0,85	8086	315	654	1850	ТС	СТС-2П-350-2050-2,5 УХЛ4	н/д	98,4
		Блок №6-9, ТГ ст. №6-9	ТВВ-200-2 А	200	15,75	0,85	8625	300	1100	2500	ВЧ	ВГТ-270 0-500	н/д	98,6
2	Беловская ГРЭС (6 ТГ)	Блок №1,2,3,5, ТГ ст. №1-6	ТВВ-200-2 А	200	15,75	0,85	8625	300	940	2540	ВЧ	ВГТ-270 0-500	н/д	98,6
		Блок №4,6, ТГ ст. №4,6	ТВВ-220-2 ЕУЗ	220	15,75	0,85	9490	310	830	2400	ВЧ	ВГТ-270 0-500	н/д	98,6

Параметры электроэнергетического оборудования электростанций Кузбасса

Продолжение Таблицы 2

№ п/п	ЭС	Энерго блок, агрегат	Тип генератора	$P_{\text{НОМ}},$ МВт	$U_{\text{НОМ}},$ кВ	\cos $\varphi_{\text{НОМ}}$	Ином. ст., А	$U_{\text{фно}}$ м, В	$I_{\text{фхх}},$ А	$I_{\text{фном}},$ А	Сист. возб-я	Тип возб-ля	Тип сист. АРВ	КП Д, %
3	Кемеровская ГРЭС (9 ТГ)	ТГ ст. №3	Т-32-2В	32	10,5	0,8	2199	180	207	582	БЩ	БВД -210 3000 ВЗ	СВБ Д-18 0-30 00	98,3
		ТГ ст. №5	ТФП-36-2- УЗ	36	10,5	0,8	2474	165	302	863	БЩ	БВД-130 -3000УЗ	СВБ Д-25 0-30 00	98,3
		ТГ ст. №6-7	Т-12-2	12	10,5	0,8	825	255	86	254	БЩ	БВД -80 3000 БВУГ-21	СВБ Д-22 5-30 0	97,8
		ТГ ст. №9	ТВФ-60-2	70	6,3	0,85	7550	280	675	1635	М	ВТ-450- 3000	ЭПА -305	98,1
		ТГ ст. №10	ТВФ-63-2	63	6,3	0,8	7210	280	538	1465	М			98,3
		ТГ ст. №11	ТВФ-120-2	100	10,5	0,8	6875	310	640	1715	ВЧ	ВД -490 3000УЗ	ЭПА -120	98,4
		ТГ ст. №12-1	ТВФ-110-2 Е	110	10,5	0,8	7560	н/д	623	1740	ТС	СТС-370 -2500	СТС -370-	20 98,4

Параметры электроэнергетического оборудования электростанций Кузбасса

Продолжение Таблицы 2

№ п/п	ЭС	Энерго блок, агрегат	Тип генератора	$P_{\text{ном}}$ МВт	$U_{\text{ном}}$ кВ	\cos $\varphi_{\text{ном}}$	Ином. ст., А	$U_{\text{фно}}$ м, В	$I_{\text{фхх}}$ А	$I_{\text{фном}}$ А	Сист. возб-я	Тип возб-ля	Тип сист. АРВ	КП Д, %
4	Кемеровская ТЭЦ (4 ТГ)	ТГ ст. №2-3	Т-12-2	10	6,3	0,8	1376	220	92	320	БЩ	ШУВ-2К -5-60	н/д	97,8
		ТГ ст. №4	ТФП-36-2 У3	30	6,3	0,8	4124	176	302	863	БЩ	ЩВ-2Е- 40МБ	н/д	98,3
		ТГ ст. №7	Т-32-2В	30	6,3	0,8	3666	н/д	235	630	БЩ	СВБД-18 0-630-6,3	н/д	98,3

Параметры электроэнергетического оборудования электростанций Кузбасса

Продолжение Таблицы 2

№ п/п	ЭС	Энерго блок, агрегат	Тип генератора	$P_{\text{ном}}, \text{МВт}$	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	Ином. ст., А	$U_{\text{фно}}, \text{В}$	$I_{\text{фхх}}, \text{А}$	$I_{\text{фном}}, \text{А}$	Сист. возб-я	Тип возб-ля	Тип сист. АРВ	КП Д, %
5	Ново-Кемеровская ТЭЦ (8 ТГ)	ТГ ст. №7	ТВФ-63-2Е У3	80	6,3	0,8	7217	212	620	1840	ТС	СТС-250-2000-2,5	АРВ СДП 1М	98,3
		ТГ ст. №9-10	ТВФ-60-2	60	10,5	0,8	4125	197	622	1540	М	ВТ-450-3000	ЭПА-305	98,1
		ТГ ст. №11	ТВФ-63-2	63	6,3	0,8	7210	204	538	1465	М	ВТ-450-3000	ЭПА-305	98,3
		ТГ ст. №12-13	ТВФ-63-2	63	6,3	0,8	7210	204	538	1465	М	ВТ-450-3000	ЭПА-305	98,3
		ТГ ст. №14	ТВВ-160-2 У3	160	18	0,85	6040	360	746	2300	ТН	СТН-400-2550-2,5	АРВ СДП 1М	98,5
		ТГ ст. №15	ТВФ-110-2 ЕУ3	110	10,5	0,8	7560	293	623	1740	ТС	СТС 2-330-1930-2,5 УХЛ4	МП Simoreg Siemens	98,4

Параметры электроэнергетического оборудования электростанций Кузбасса

Продолжение Таблицы 2

№ п/п	ЭС	Энерго блок, агрегат	Тип генератора	$P_{ном}^*$ МВт	$U_{ном}^*$ кВ	$\cos \varphi_{ном}$	Ином. ст., А	$U_{фно м}^*$ В	$I_{фхх}^*$ А	$I_{фном}^*$ А	Сист. возб-я	Тип возб-ля	Тип сист. АРВ	КП Д, %
6	Новокузнецкая ГТЭС (2 ТГ)	ТГ ст. №14-15	ТЗФГ-160-2М	15,75	149	0,8	6828	230	580	1650	ТС	СТСН-2 П-270-19 00-2,5 УХЛ4	AVR-3М Т ООО "АС У-ВЭИ "	98,5

Обозначения систем возбуждения: **М** - машинный возбудитель; **ВЧ** - высокочастотный переменного тока 500 Гц с твердыми выпрямителями; **НТ** - независимое тиристорное; **БЩ** - бесщёточное возбуждение; **СТ** - статическая быстродействующая тиристорная;

Системы охлаждения электрических машин (классификация)

Системы охлаждения подразделяются на:

- косвенные (проточные и замкнутые),
- непосредственные (внутрипроводниковые)
- смешанные.

По конструкционному исполнению системы охлаждения подразделяются:

- радиально-многоструйные,
- радиально-вытяжные (одноструйные),
- аксиальные,
- аксиально-радиальные.

Системы охлаждения электрических машин (классификация)

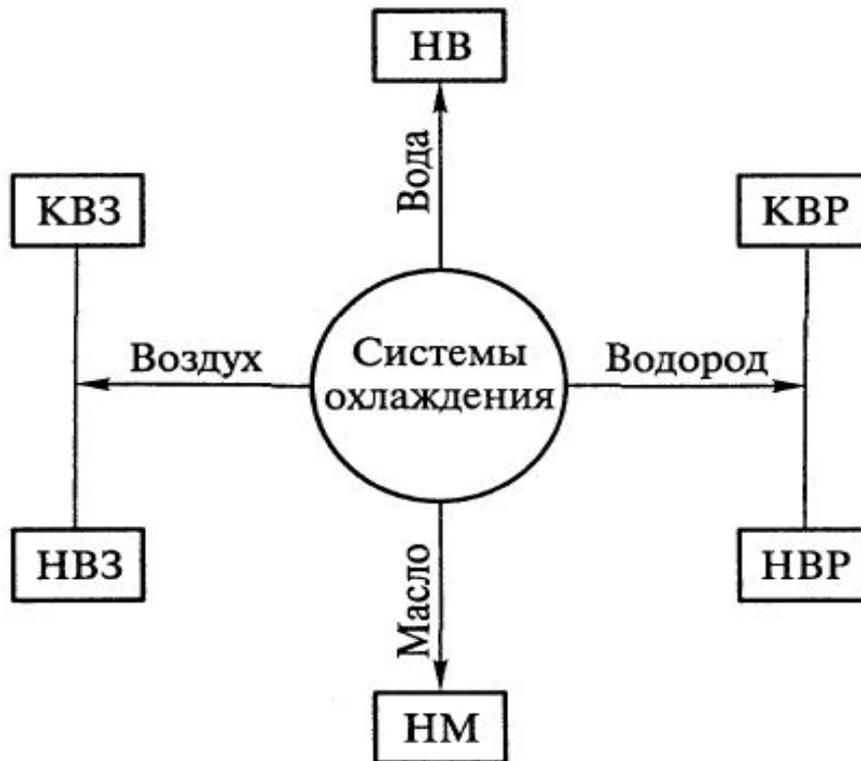


Рис. 8. Системы охлаждения генераторов: КВЗ-косвенное воздухом; НВЗ – непосредственное воздухом; КВР – косвенное водородом; НВР – непосредственное водородом; НВ – непосредственное водой; НМ – непосредственное маслом.

Системы охлаждения электрических машин (классификация)

При косвенном охлаждении охлаждающий газ (воздух или водород) с помощью вентиляторов, встроенных в торцы ротора, подается внутрь генератора и прогоняется через немагнитный зазор и вентиляционные каналы. Газ не соприкасается с проводниками обмоток статора и ротора и тепло, выделяемое ими, передается газу через значительный тепловой барьер — изоляцию обмоток.

При непосредственном охлаждении охлаждающее вещество (газ или жидкость) соприкасается с проводниками обмоток генератора, минуя изоляцию и сталь зубцов, т. е. непосредственно.

Системы охлаждения электрических машин (воздушное охлаждение)

Проточную систему охлаждения применяют редко и лишь в турбогенераторах мощностью до 2 МВА.

В турбогенераторах мощностью **более 2,5 МВт** и в гидрогенераторах мощностью **более 10-12 МВт** воздушное охлаждение выполняют по замкнутой системе.

С воздушным охлаждением изготавливают, как правило, турбогенераторы мощностью до **12 МВт** и синхронные компенсаторы — до **15 МВА** включительно.

Системы охлаждения электрических машин (воздушное охлаждение)

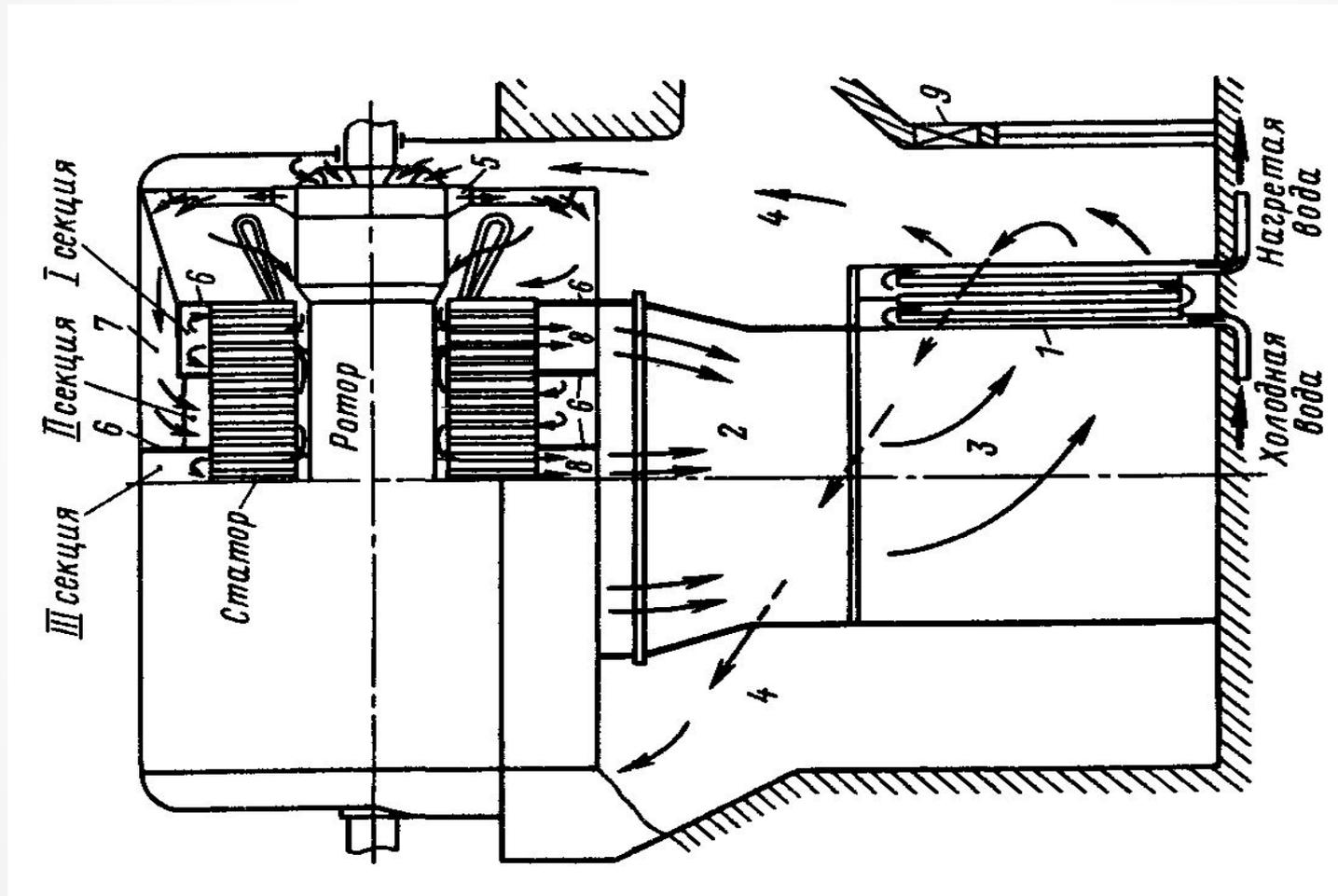


Рис. 9. Замкнутая система воздушного охлаждения турбогенератора (генераторы типа Т, ТА)

Системы охлаждения электрических машин (преимущества водородного охлаждения)

- **Большая допустимая мощность при тех же размерах турбогенератора** и избыточном давлении водорода в корпусе 0,005 МПа повышается на 15-20%, а при давлении 0,2 МПа — на 35 %, так как коэффициент теплоотдачи от поверхности к газу выше, чем для воздуха: для водорода — в 1,51 раза, а для его смеси с 3% воздуха — в 1,35 раза.
- **Высокая теплопроводность** (в 7 раз превышает теплопроводность воздуха). При сохранении мощности на прежнем уровне экономится 15...30 % активных материалов, необходимых для изготовления машины.

Системы охлаждения электрических машин (преимущества водородного охлаждения)

- **Низкие потери на вентиляцию** и трение ротора о газ (уменьшаются в 10 раз, так как плотность чистого водорода в 14,3 раза меньше плотности воздуха),
- **Высокий КПД машины** (на 0,7... 1% больше).
- **Меньшая опасность развития пожара** в машине при ее повреждении, так как водород не поддерживает горение.

Системы охлаждения электрических машин (недостатки водородного охлаждения)

- водородное охлаждение в обслуживании сложнее, чем воздушное;**
- водород образует с воздухом взрывоопасную смесь в широком диапазоне концентраций (от 4 до 75 %);**
- в машине всегда приходится поддерживать давление выше атмосферного.**

Системы охлаждения электрических машин (косвенная схема водородного охлаждения)

машин (косвенная схема водородного охлаждения)

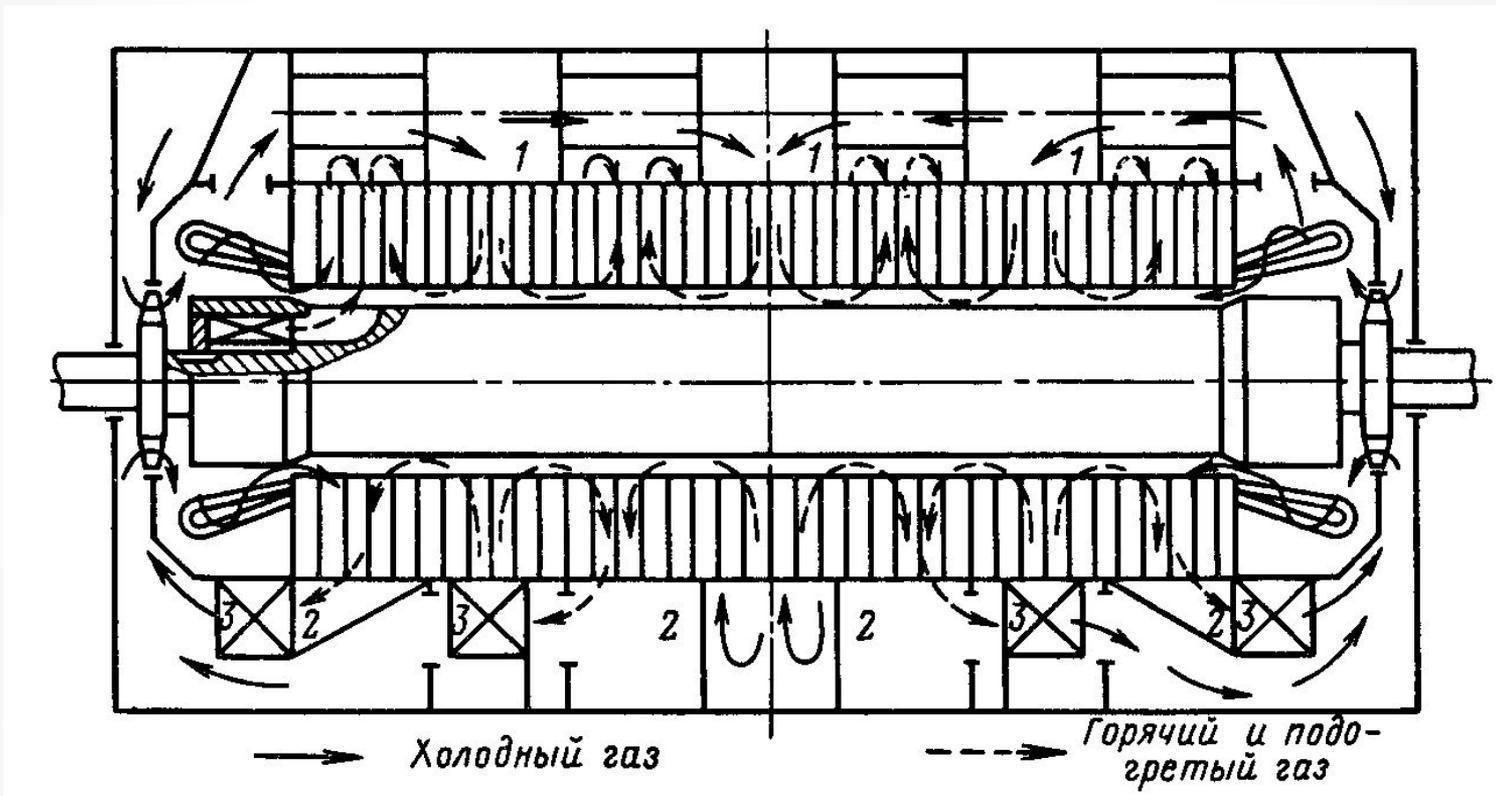


Рис. 10. Схема многоструйной радиальной вентиляции в турбогенераторах: 1 - камеры холодного газа; 2 - камеры горячего газа; 3 - газоохладители. (генераторы типа ТВ, ТВ2)

Системы охлаждения электрических машин (схема газового хозяйства)

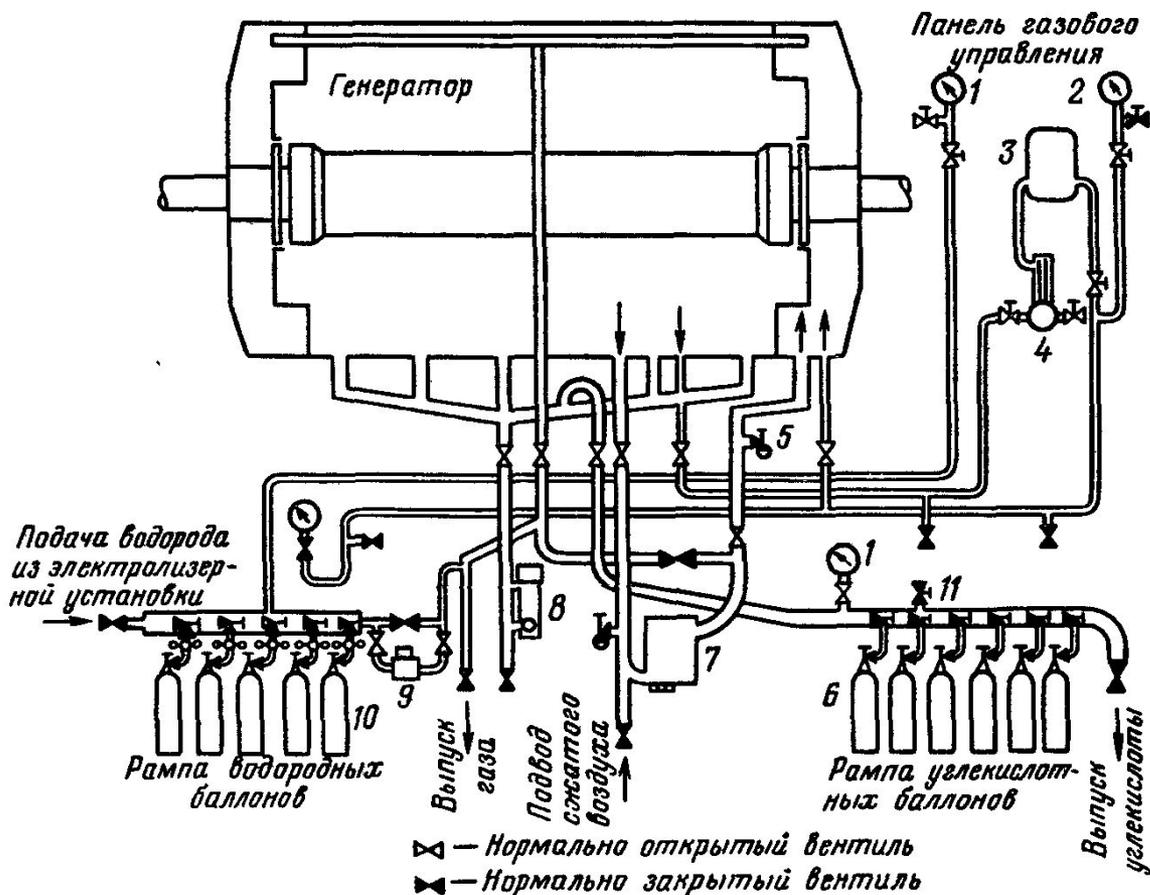


Рис. 11. Принципиальная схема газового хозяйства водородного охлаждения:

- 1-манометр;
- 2 – электроконтактный манометр;
- 3- газоанализатор,
- 4 – блока регулирования и фильтрации;
- 5- вентиль;
- 6- углекислотный баллон;
- 7- осушитель водорода;
- 8 – указатель жидкости;
- 9 – клапан давления водорода;
- 10 – водородный баллон;
- 11 – предохранительный клапан.

Системы охлаждения электрических машин (непосредственное водородное охлаждение)

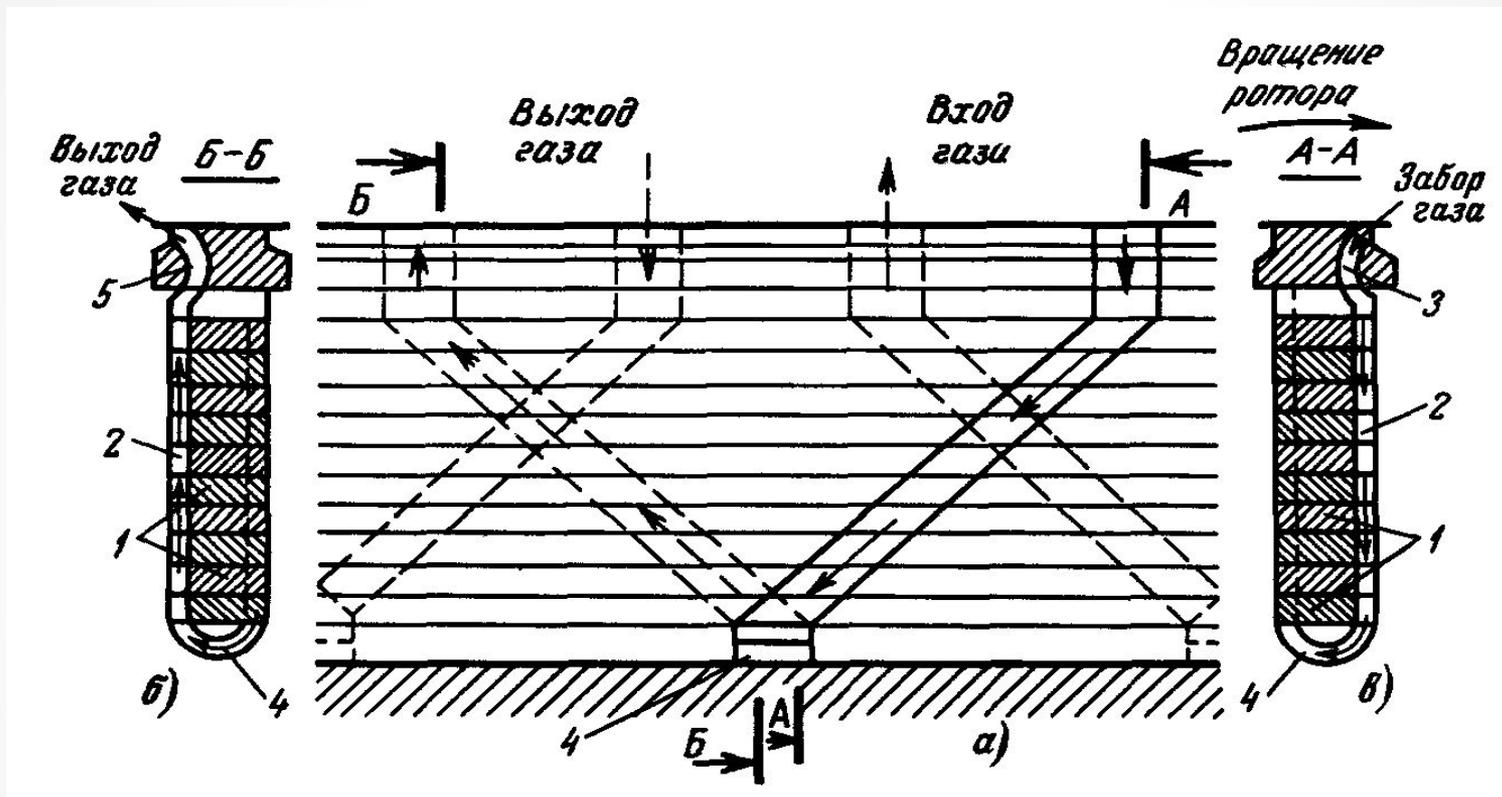


Рис. 12. Конструкция вентиляционного канала в обмотке ротора с непосредственным охлаждением: *а* - продольный разрез; *б* и *в* – поперечные косые разрезы по пазу ротора. (ТВФ).

Системы охлаждения электрических машин (непосредственное водородное охлаждение)

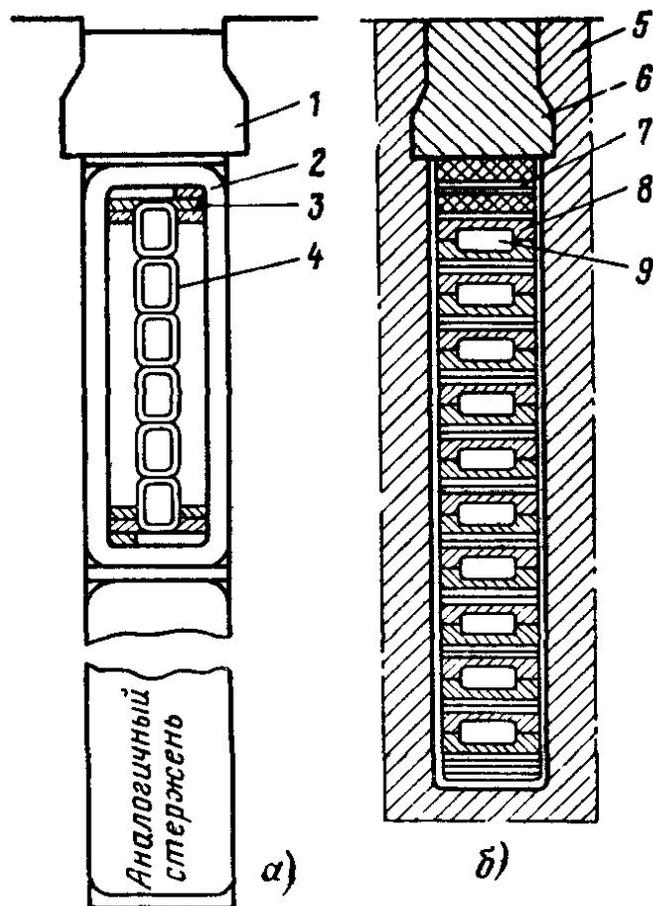


Рис. 13. Разрез паза статора (а) ротора (б) генератора типа ТГВ

1- пазовый клин 2 - корпусная изоляция, 3 - массивный элементарный проводник, 4 - газовые трубки, 5 - бочка ротора, 6 - дюралюминиевый клин, 7 - подклиновная изоляция, 8 - полувитки обмотки, 9 - горизонтальный вентиляционный канал

Системы охлаждения электрических машин (непосредственное водяное охлаждение)

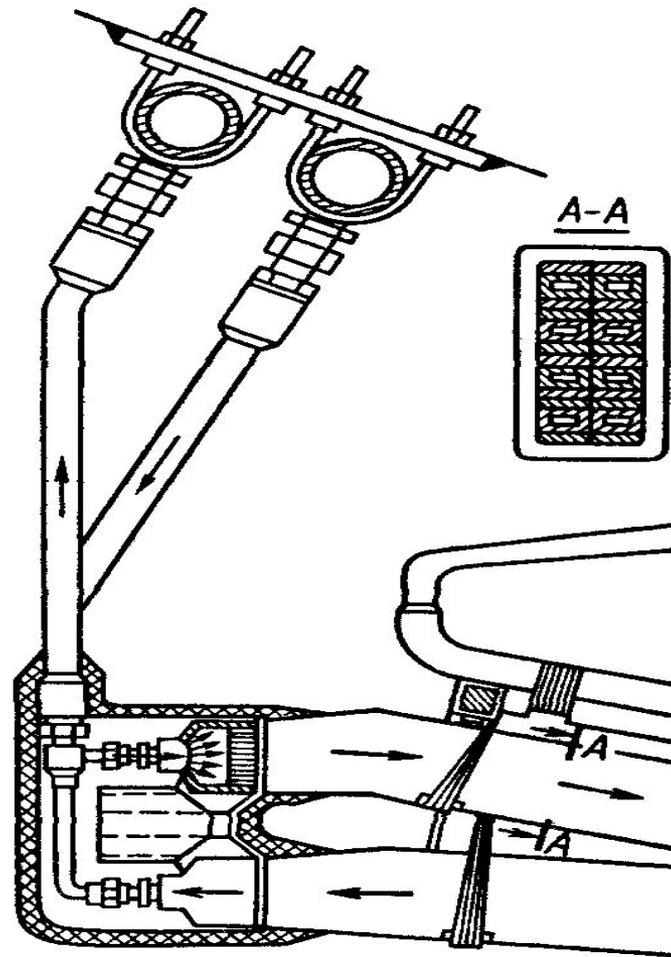


Рис. 14. Устройство ввода и вывода воды для охлаждения обмотки статора (ТВВ)

Системы охлаждения электрических машин (непосредственное водяное охлаждение)

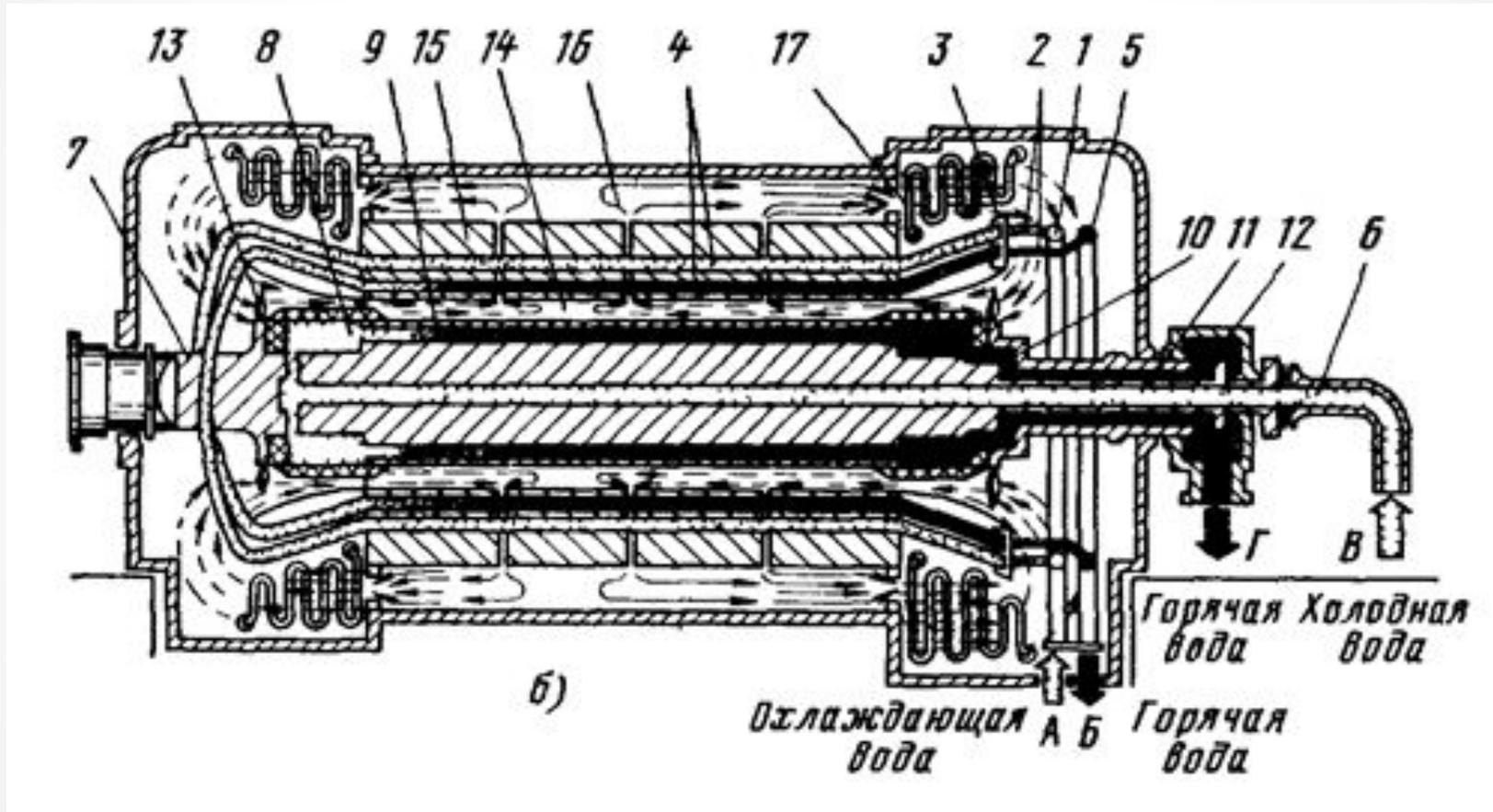


Рис. 15. Принципиальная схема охлаждения обмоток статора и ротора и стали ротора ТГВ-500 мощностью 500 МВт

Системы охлаждения электрических машин (непосредственное масляное охлаждение)

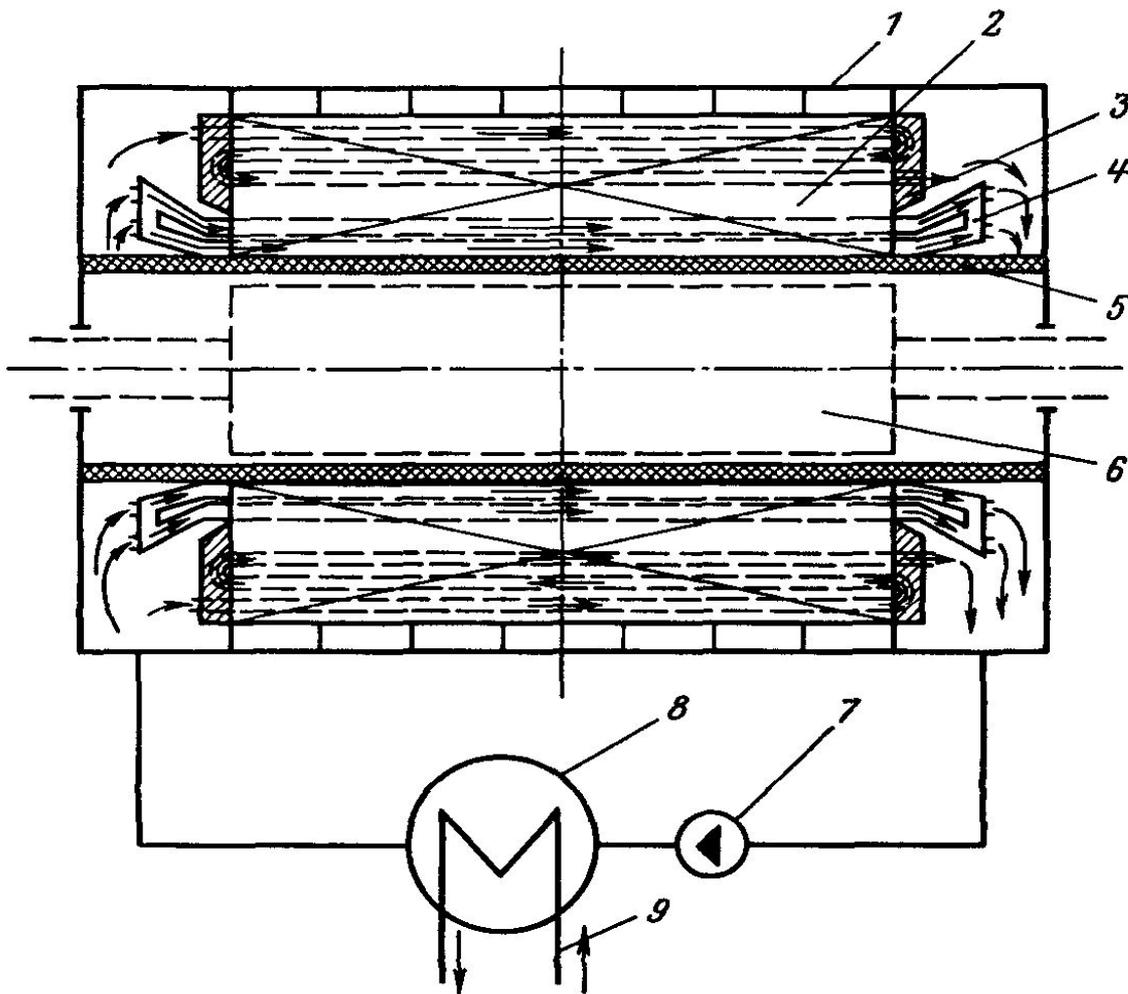


Рис. 16. Принципиальная схема циркуляции масла в ТГ типа ТВМ:

- 1 — корпус генератора,
- 2 — сердечник статора,
- 3 — нажимные плиты сердечника,
- 4 — обмотка статора,
- 5 — изоляционный цилиндр,
- 6 — ротор,
- 7 — масляный насос;
- 8 — маслоохладитель;
- 9 — магистрали охлаждающей воды

Системы охлаждения электрических машин (непосредственное масляное охлаждение)

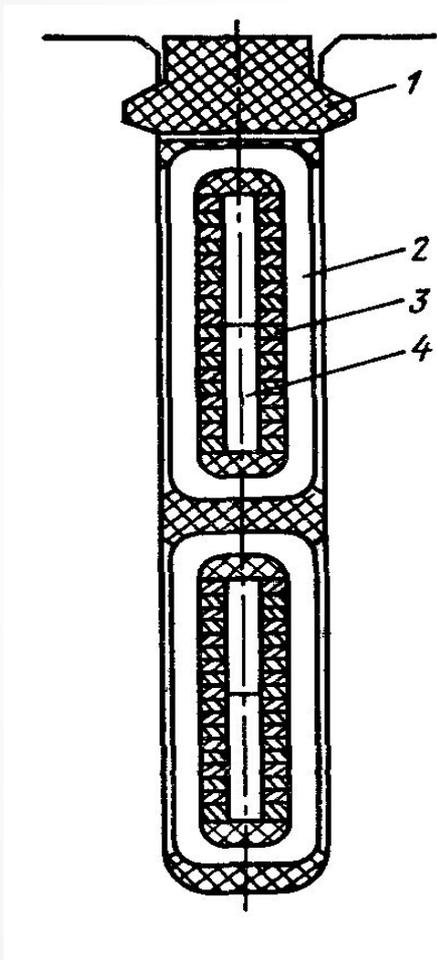


Рис. 17. Разрез паза генератора типа ТВМ:

1 — клин обмотки статора;

2 — изоляционная теплостойкая бумага;

3 — элементарные проводники обмотки статора;

4 — канал охлаждающего масла

Системы охлаждения электрических машин (система непосредственного охлаждения)

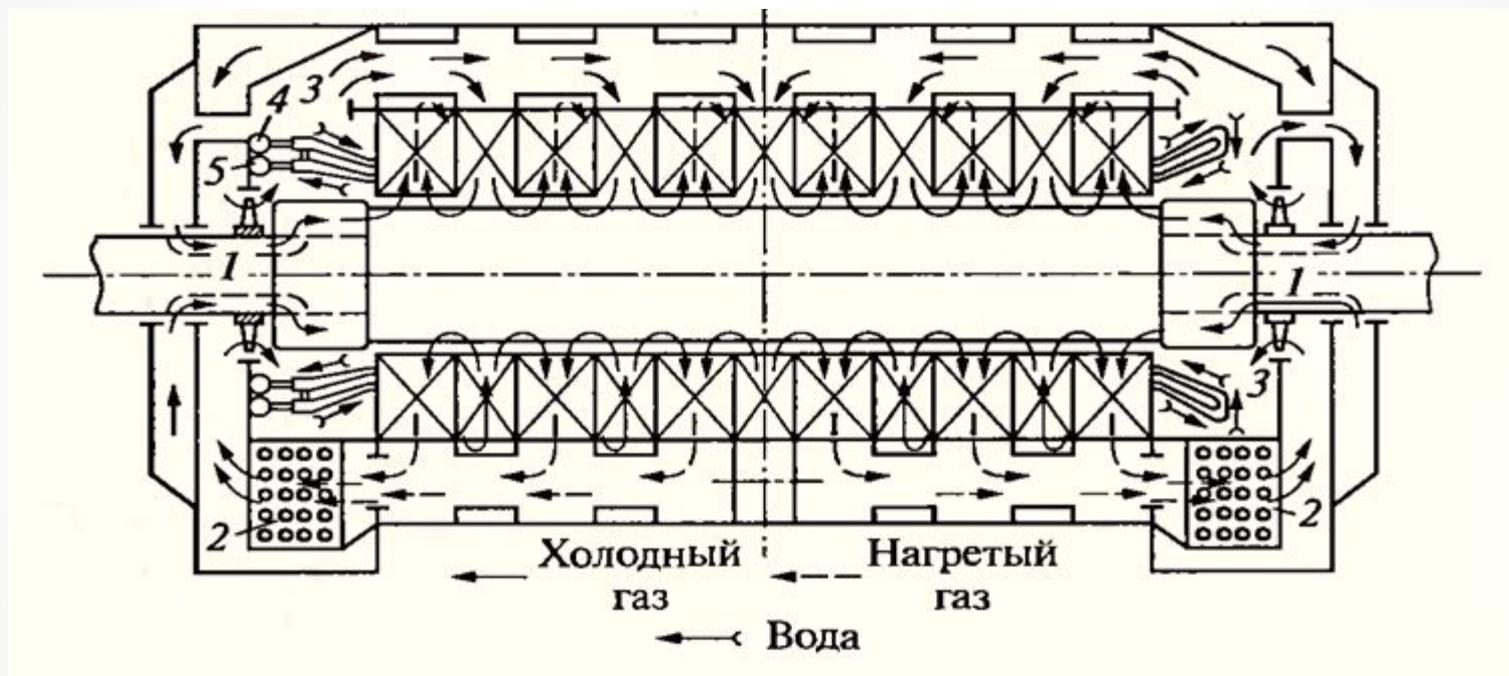


Рис. 18. Многоструйная радиальная система непосредственного охлаждения обмотки ротора и сердечника статора водородом и аксиальная система охлаждения обмотки статора водой (ТВВ): 1- осевой вентилятор; 2-газоохладитель; 3- камера высокого давления, 4 – коллектор холодной воды, 5- коллектор нагретой воды.

Системы охлаждения электрических машин (эффективность различных систем охлаждения)

Таблица 3

Охлаждение турбогенераторов	Увеличение мощности, отн ед.
Воздушное	1
Косвенное водородное при избыточном давлении, МПа:	
0,005	1,25
0,2	1,7
Непосредственное (внутреннее) охлаждение статора и ротора водородом	2,7
Непосредственное охлаждение обмотки статора маслом и обмотки ротора водой	3,6
Непосредственное охлаждение обмоток статора и ротора водой	4

Системы охлаждения электрических машин (ТГ с непосредственным охлаждением обмоток)

Таблица 4

Турбогенераторы с непосредственным охлаждением обмоток

Серия турбогенератора	Мощность, МВт	Охлаждающая среда		
		ротора	статора	сердечника
ТВФ*	60; 100	Водород	Водород	Водород
ТГВ	200; 300	»	»	»
ТВВ	200; 500; 800	»	Вода	»
ТГВ	500; 800	Вода	»	»
ТЗВ	63; 800	»	»	Вода
ТВМ	300; 500	»	Масло	Масло

* Обмотка статора генераторов серии ТВФ имеет косвенное охлаждение.

Электрические режимы работы

генераторов («Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях» РД 34.45.501-88)

Номинальный режим работы генератора характеризуется номинальными параметрами: активной нагрузкой $P_{ном}$ напряжением $U_{ном}$, коэффициентом мощности $\cos\varphi_{ном}$, частотой $f_{ном}$ температурой охлаждающей среды на входе ϑ_0 . Работа с номинальными параметрами может продолжаться как угодно длительно.

В реальных условиях нагрузка генератора меняется, а это влечет за собой изменение частоты, напряжения и других параметров. Если эти отклонения не превышают допустимых требований по Правилам технической эксплуатации (ПТЭ), то режим считается нормальным.

Электрические режимы работы генераторов (работа ТГ с пониженным давлением водорода)

В случае работы турбогенераторов с водородным охлаждением (косвенным или непосредственным) при давлении водорода ниже номинального мощность должна быть уменьшена. Допустимая уменьшенная мощность указывается заводом-изготовителем или определяется на основании специальных испытаний на нагревание и согласовывается с заводом-изготовителем.

Турбогенераторы серии **ТВФ** могут работать при пониженном избыточном давлении водорода в течение **24 ч.** Решение об этом принимает главный инженер электростанции. Мощность (полная) генераторов при этом должна быть уменьшена до значений, приведенных в табл. 5.

Электрические режимы работы генераторов (значения уменьшенной мощности ТВФ)

Таблица 5

Марка ТГ	Мощность турбогенератора, % номинальной (при значении $\cos \phi$ не ниже номинального), при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см ²)					
	0,005 (0,05)	0,05 (0,5)	0,1 (1,0)	0,15 (1,5)	0,2 (2,0)	0,25 (2,5)
ТВФ-60-2	35	50	75	—	100	—
ТВФ-63-2	—	47	60	80	100	—
ТВФ-100-2	—	50	75	90	100	—
ТВФ-120-2	—	40	60	75	85	100

Электрические режимы работы генераторов (работа ТГ с пониженным давлением водорода)

Разрешается работа ТГ с жидкостным охлаждением обмотки статора, водородным или водяным охлаждением обмотки ротора и водородным охлаждением стали статора при пониженном избыточном давлении водорода не более пяти суток.

Решение об этом принимает главный инженер электростанции. Мощность (полная) генераторов при этом должна быть уменьшена до значений, указанных в табл. 6.

Электрические режимы работы

генераторов (значения уменьшенной мощности ТВВ, ТГВ)

Таблица 6

Турбогенератор	Мощность турбогенератора, % номинальной (при значении $\cos \phi$ не ниже номинального), при избыточном давлении водорода, МПа (кгс/см ²)							
	0,5 (5,0)	0,45 (4,5)	0,4 (4,0)	0,35 (3,5)	0,3 (3,0)	0,25 (2,5)	0,2 (2,0)	0,15 (1,5)
ТВВ-165-2 ($P_{\text{НОМ}} = 160$ МВт)	—	—	—	100	85	73	60	50
ТВВ-165-2 ($P_{\text{НОМ}} = 150$ МВт)	—	—	—	100	100	85	73	60
ТВВ-200-2	—	—	—	100	100	85	73	60
ТВВ-200-2А	—	—	—	100	100	85	75	60
ТГВ-200М	—	—	—	100	100	87	73	60
ТВВ-320-2	—	—	100	100	87	73	60	47
ТВВ-320-2 (с тангенциальной системой охлаждения)	—	—	100	87	75	60	50	35
ТВВ-500-2	—	100	87	75	62	50	40	—
ТГВ-500	—	—	—	—	100	100	90	75
ТВВ-800-2	100	—	75	—	—	—	—	—

Электрические режимы работы генераторов (перегрузка ТГ)

Перегрузка генераторов по току статора допускается кратковременно (см. табл. 7) при авариях в энергосистеме. Величина допустимой перегрузки зависит от длительности и типа охлаждения статора [п. 5.1.23 ПТЭЭСиС].

Допустимая перегрузка по току возбуждения (ротора) генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора.

Для турбогенераторов с непосредственным водородным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения определяется по табл. 8.

Электрические режимы работы

генераторов (Допустимая кратность перегрузки ТГ и СК по току статора)

Таблица 7

Продолжительность перегрузки, мин., не более	Косвенное охлаждение обмотки статора	Непосредственное охлаждение обмотки статора	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
10	-	-	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	-
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Электрические режимы работы генераторов

(Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора)

Таблица 8

Продолжительность перегрузки, мин., не более	Турбогенераторы	
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2,0	-
0,33	-	2,0

Электрические режимы работы генераторов (P-Q диаграмма)

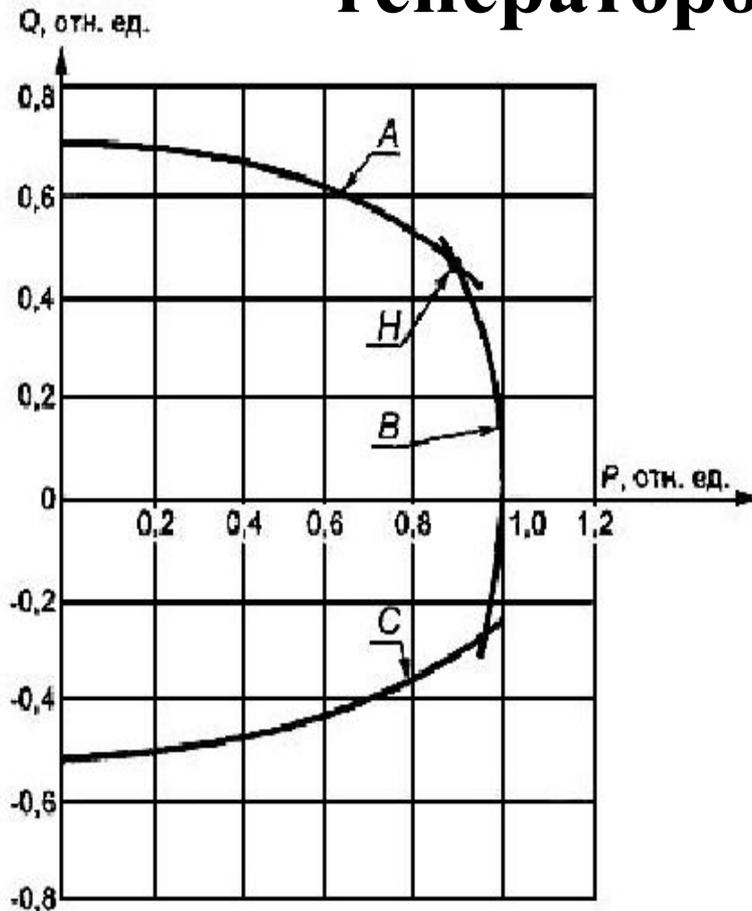
P-Q диаграмма показывает пределы работы ТГ по реактивной нагрузке в зависимости от активной мощности, обусловленные допустимыми температурами или превышениями температур, а в необходимых случаях также статической устойчивостью машины.

Диаграмму приводят для режима работы с номинальными напряжением, частотой тока, температурами охлаждающих сред и давлением водорода (для машин с водородным охлаждением).

По нагревам в торцевых зонах статора турбогенераторы должны допускать работу с номинальной активной нагрузкой в режиме потребления реактивной мощности при коэффициенте мощности, равном 0,95.

Электрические режимы работы

генераторов (типовая P-Q диаграмма)



кривая А - работа с $i_{номf}$ и поэтому характеризуется примерно постоянным превышением температуры обмотки ротора;

кривая В - работа с $I_{ном. ст.}$ и характеризуется примерно постоянным превышением температуры обмотки статора;

кривая С - предел, обусловленный местными нагревами в торцевой зоне или статической устойчивостью машины, или комбинацией обоих эффектов.

Точке Н - номинальная мощность.

Рис. 19. Типовая P-Q диаграмма турбогенератора

Электрические режимы работы генераторов (Примеры P-Q диаграмм)

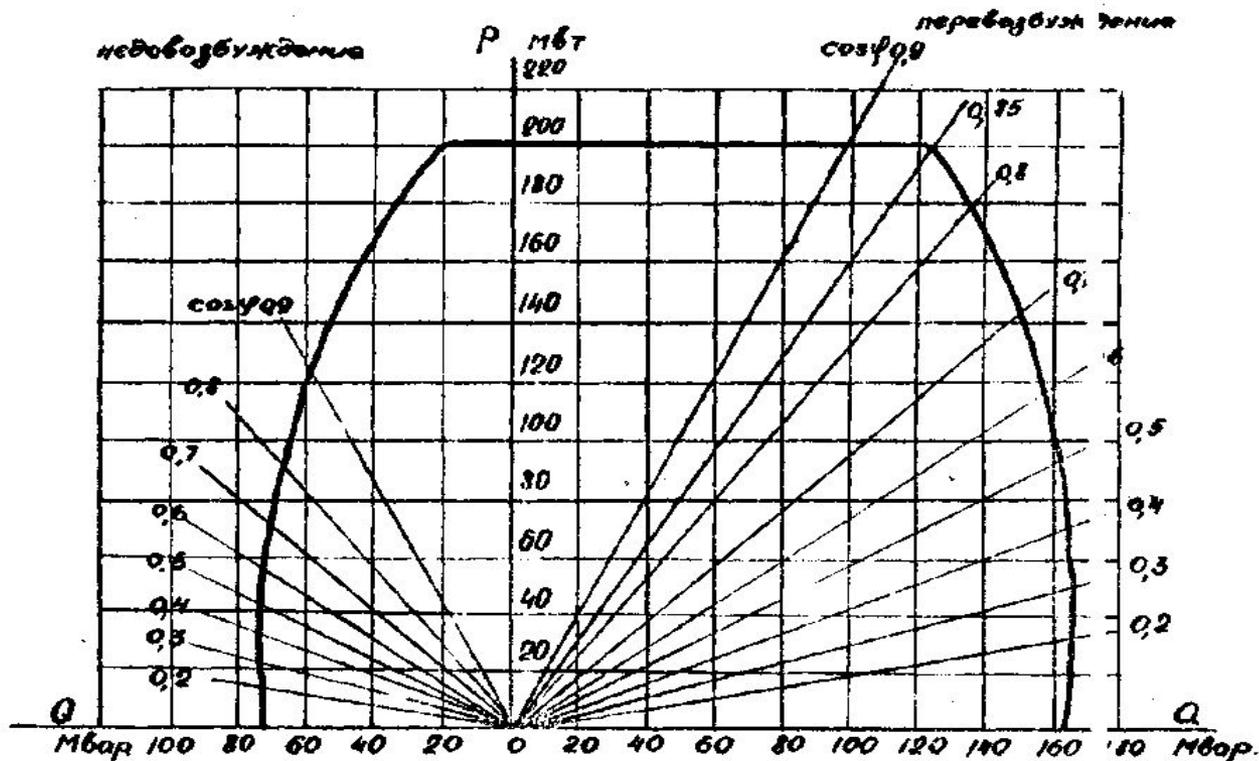


Рис. 3. Диаграмма мощности турбогенератора типа ТВВ-200-2А
200000 кВт; $\cos \varphi = 0,85$; 15750 б

Рис. 20. P-Q диаграмма турбогенератора ТВВ-200-2А

Электрические режимы работы генераторов (Примеры P-Q диаграмм)

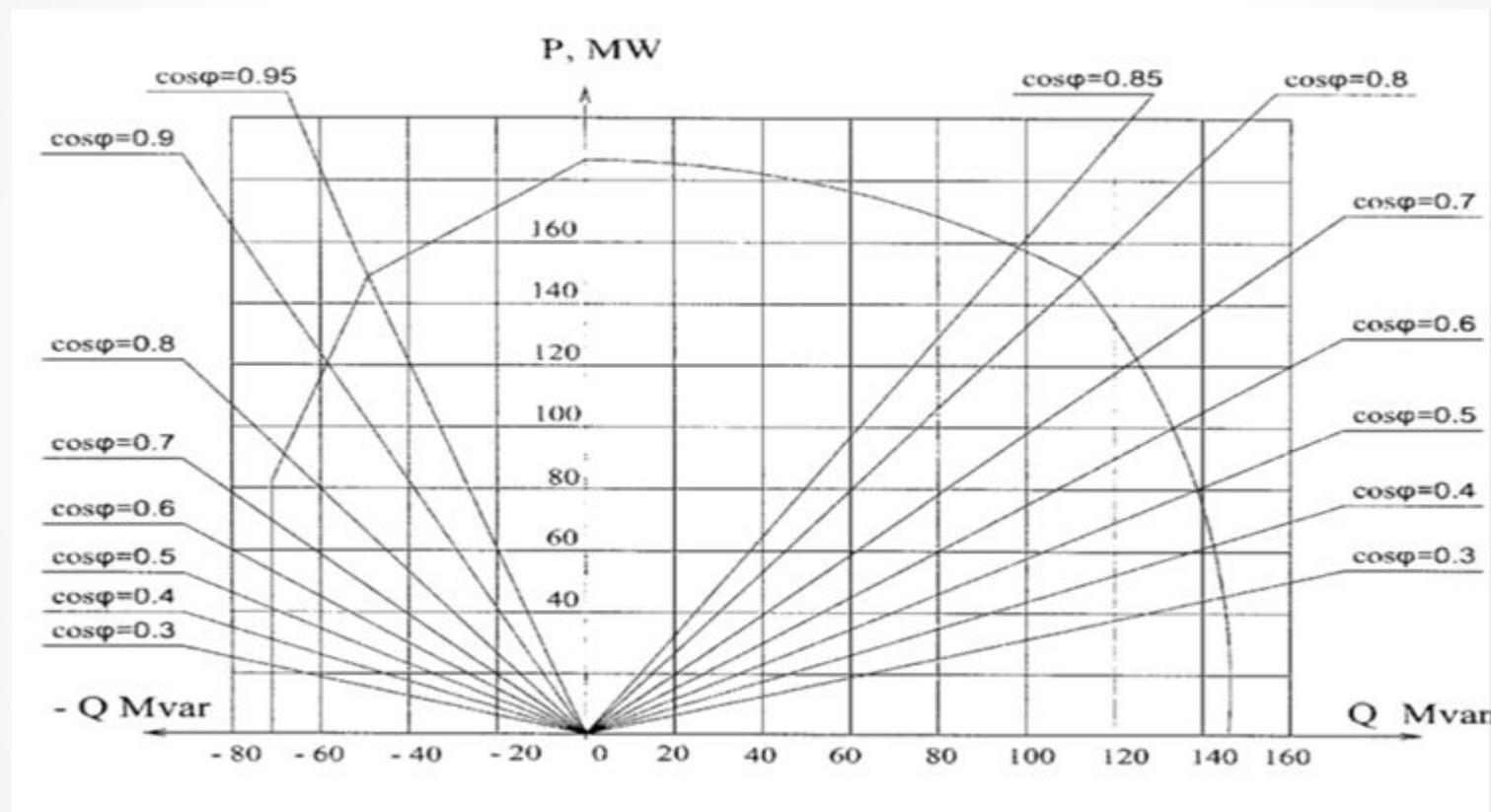


Рис. 21. P-Q диаграмма турбогенератора ТЗФГ-160-2М

Электрические режимы работы генераторов (Примеры P-Q диаграмм)

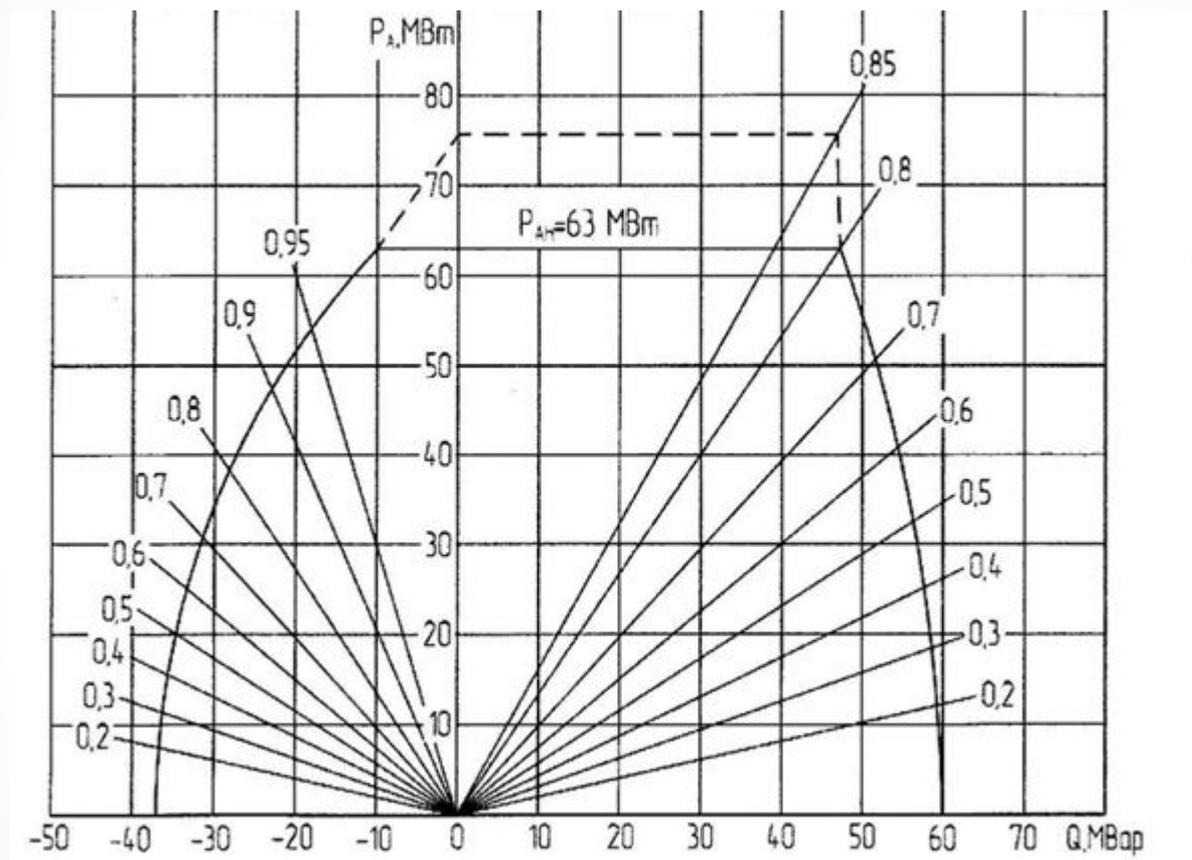


Рис. 22. P-Q диаграмма турбогенератора ТВФ-63-2УЗ*
*Штриховыми линиями представлены режимы при избыточном давлении 245 кПА.

Электрические режимы работы

генераторов (асинхронный режим)

Асинхронный режим (АР) может возникнуть при несинхронном вращении одного или нескольких генераторов, появляющемся при потере возбуждения или нарушении устойчивости работы генераторов.

При потере возбуждения генератор переходит из синхронного в устойчивый АР с постоянным скольжением и отдачей некоторой активной мощности в систему. При этом возбуждение осуществляется за счет потребления реактивной мощности из системы.

В АР необходимо восстановить возбуждение генератора или перейти на резервное возбуждение.

Электрические режимы работы генераторов (асинхронный режим)

Для ТГ с косвенным воздушным и водородным охлаждением обмоток разрешается работа в АР без возбуждения с нагрузкой до **60%** номинальной продолжительностью не более **30 мин.**

Для ТГ мощностью до **300 МВт** допустимая нагрузка в АР без возбуждения не должна превышать **40%** номинальной при продолжительности работы не более **15 мин**, а для турбогенераторов серии ТВФ - не более **30 мин.**

Допустимая нагрузка и продолжительность работы в АР без возбуждения турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток мощностью **более 300 МВт** устанавливаются заводскими инструкциями, а при их отсутствии по результатам специальных испытаний или руководящими документами.

Электрические режимы работы генераторов (несимметричный режим)

Несимметричные режимы работы генераторов могут быть вызваны обрывом или отключением одной фазы, однофазной нагрузкой (электротяга, плавильные печи и др.). При несимметричной нагрузке возникают токи обратной последовательности, которые создают дополнительный нагрев обмоток и вибрацию машин.

Согласно ПТЭЭС п. 5.1.26 допускается длительная работа с разностью токов в фазах, не превышающей 12% номинального для турбогенераторов и 20% для синхронных компенсаторов и дизель-генераторов.

Структура РД 34.45.501-88 «Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях»

Введение

1. Общие требования
2. Режимы работы генераторов
3. Надзор и уход за генераторами
4. Неисправности генераторов
5. Испытания генераторов
6. Сушка генераторов
7. Общие указания по составлению местной производственной инструкции по эксплуатации генераторов

Приложения 1-13

Содержание местной инструкции по эксплуатации ТГ

Общие сведения. Основные технические данные ТГ и возбuditеля, краткое описание конструкции ТГ и вспомогательного оборудования, допустимые режимы работы.

Эксплуатация генератора. Распределение обязанностей по обслуживанию ТГ между цехами, подготовка ТГ и его вспомогательного оборудования к пуску, пуск генератора, обслуживание ТГ в нормальных, специальных и аварийных режимах, отключение генератора (плановое, аварийное, обусловленное отклонениями от нормального режима), обслуживание генератора в период останова, порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям, требования по технике безопасности и противопожарные мероприятия.

Общие сведения о системах возбуждения

Электродвижущая сила (ЭДС), развиваемая синхронным генератором, определяется выражением

$$\mathcal{E} = kfw \quad , \quad (12)$$

которое показывает, что ЭДС E , а следовательно, и напряжение на шинах генератора U находятся в прямой зависимости от магнитного потока Φ , который создается обмоткой ротора генератора, обтекаемой постоянным током. При вращении ротора генератора магнитный поток Φ пересекает витки обмотки статора w с частотой f и индуцирует в них ЭДС E .

Общие сведения о системах возбуждения

(основные определения)

Быстрое увеличение возбуждения сверх номинального значения называется **форсировкой возбуждения**.

Наибольшие возможные значения напряжения и тока ротора, которые может обеспечить возбудитель, называются **потолком возбуждения**.

Отношение напряжения (тока) ротора при форсировке к номинальным значениям - **кратность форсировки возбуждения**.

Общие сведения о системах возбуждения (требования)

Системы возбуждения синхронных машин должны иметь:

- необходимую мощность источников возбуждения и диапазон его изменения в зависимости от параметров режима синхронной машины;
- высокую скорость нарастания ротора в условиях аварийных нарушений режима в энергосистемах, что обеспечивает быструю мобилизацию резервов реактивной мощности и предотвращает нарушение устойчивости параллельной работы.

Общие сведения о системах возбуждения (требования)

Системы возбуждения обеспечивают следующие режимы работы СМ:

- начальное возбуждение;
- холостой ход;
- включение в сеть методом точной синхронизации или самосинхронизации;
- работу в энергосистеме с допустимыми нагрузками и перегрузками;
- форсировку возбуждения по U и по I с заданной кратностью;
- разгрузку по Q и развозбуждение при нарушениях в энергосистемах;
- гашение поля генератора в аварийных режимах и при нормальной остановке;
- электрическое торможение агрегата.

Общие сведения о системах возбуждения

(виды систем возбуждения)

К наиболее часто встречающимся видам систем возбуждения относятся следующие:

- электромашинное возбуждение с генератором постоянного тока;
- электромашинное возбуждение с генератором переменного тока частотой 500 Гц (высокочастотное возбуждение);
- тиристорное возбуждение;
- бесщеточное возбуждение.

Электромашинное возбуждение с генератором постоянного тока (М)

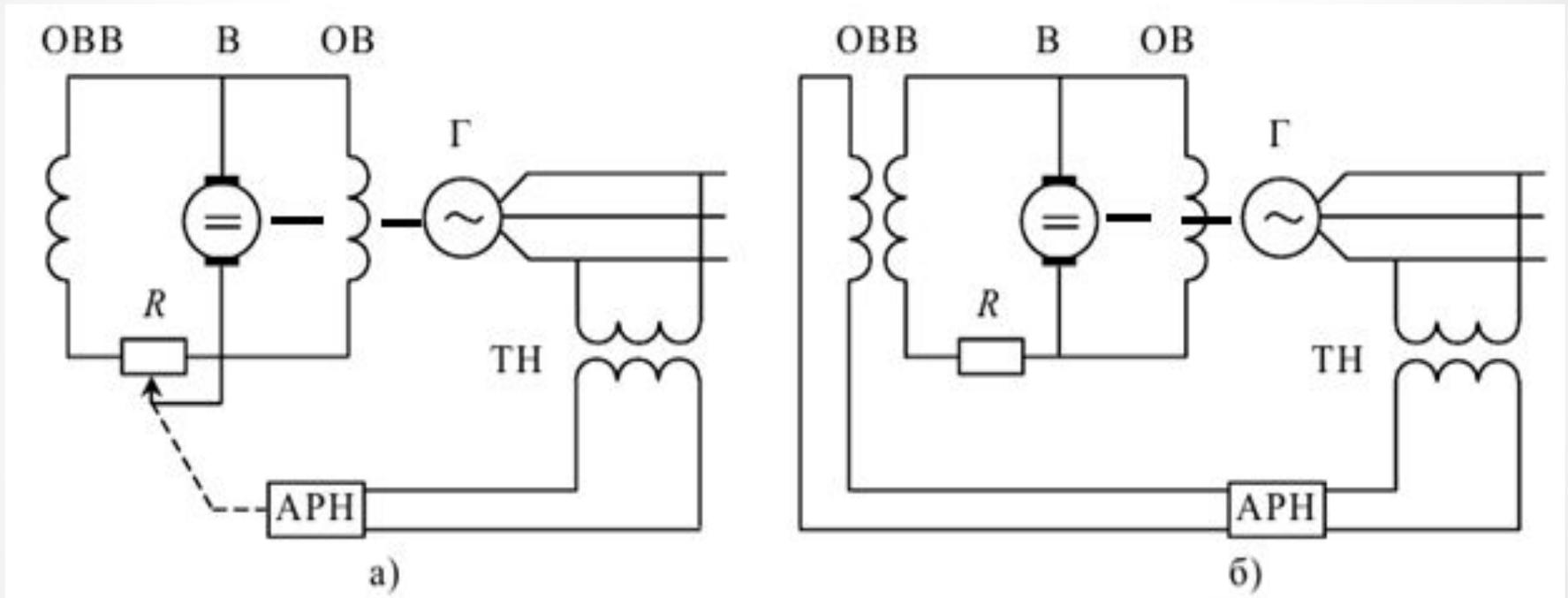


Рис.23. Электромашинное возбуждение с генератором постоянного тока
а- с изменением тока в обмотке возбуждения с помощью реостата, б – с изменением тока в обмотке возбуждения за счет дополнительной подпитки постоянным током.

Электромашинное возбуждение с генератором постоянного тока (М) (достоинства и недостатки)

Достоинства

- независимость от коротких замыканий в сети синхронного генератора

Недостатки

- трудности в обслуживании
- тяжелые условия работы коллектора возбудителя
- низкая механическая прочность возбудителя
- низкое быстродействие в сравнении с ТС

Электромашинное возбуждение с генератором переменного тока (ВЧ)

Достоинства

- повышенная надежность по причине отсутствия контактных колец со щетками
- система возбуждения не связана с основной сетью

Недостатки

- трудности в обслуживании
- низкое быстродействие в сравнении с ТС

Тиристорное возбуждение(СТС, СТН)

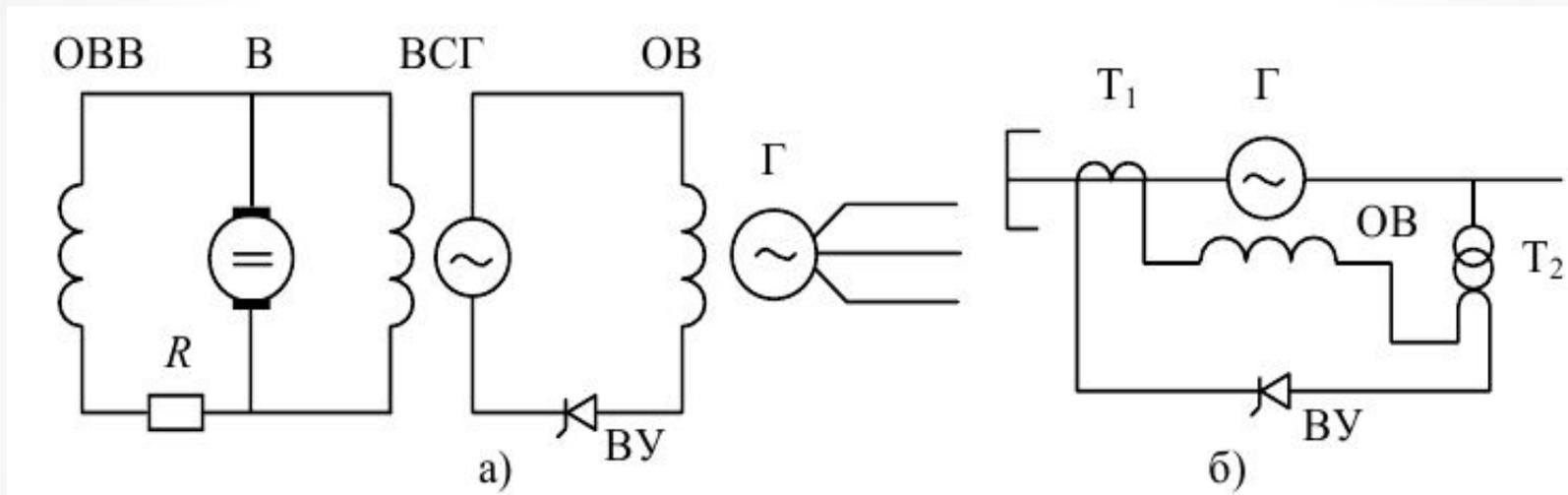


Рис.26. Тиристорное возбуждение с независимым источником питания (а) и с самовозбуждением (б).
ВСГ – вспомогательный СГ

Тиристорное возбуждение(СТС, СТН)

Достоинства

- высокое быстродействие
- высокая кратность форсировки
- не зависит от режима работы генератора (СТН)

Недостатки

- зависимость напряжения, подаваемого на выпрямители, от режима работы главного генератора.
- при пуске генератора возбуждение должно осуществляться от постороннего источника, поскольку $U_{ост}$ генератора недостаточно
- дороговизна (в особенности СТН)

Система бесщеточного возбуждения (БЩ)

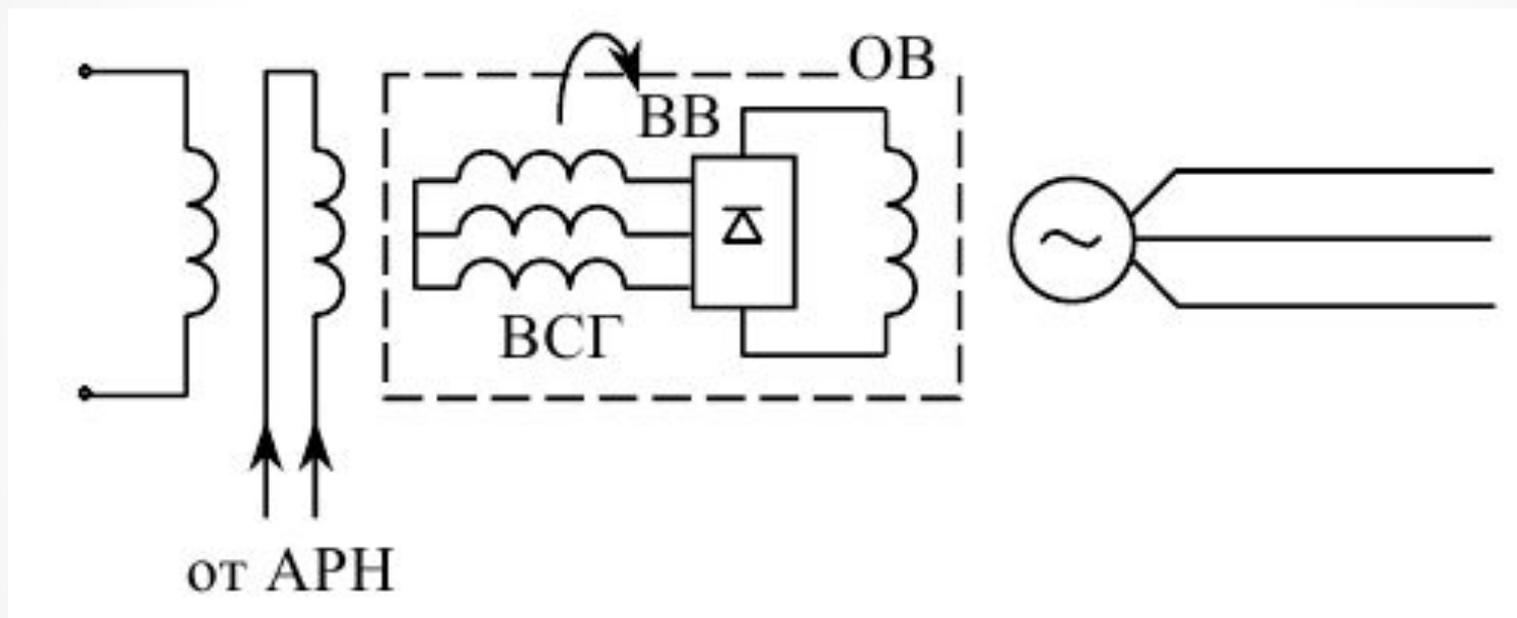


Рис.29. Система бесщеточного возбуждения
ВСГ – вспомогательный синхронный генератор

Системы возбуждения на ТГ разной мощности

Таблица 9

Тип	Номинальная мощность, МВт	Система возбуждения
ТВФ– 63– 2УЗ	63	ВЧ
ТВФ– 120 2УЗ	100	ВЧ
ТВФ– 200 2АУЗ	200	ВЧ
ТВВ– 320– 2ЕУЗ	320	ТН
ТГВ– 300– 2У	300	ТС(ТН, БЩ)
ТВВ– 500– 2ЕУЗ	500	ТН
ТГВ– 800– 2УЗ	800	ТН
ТВВ– 1000– 4УЗ	1000	БЩ

Система бесщеточного возбуждения (БЩ)

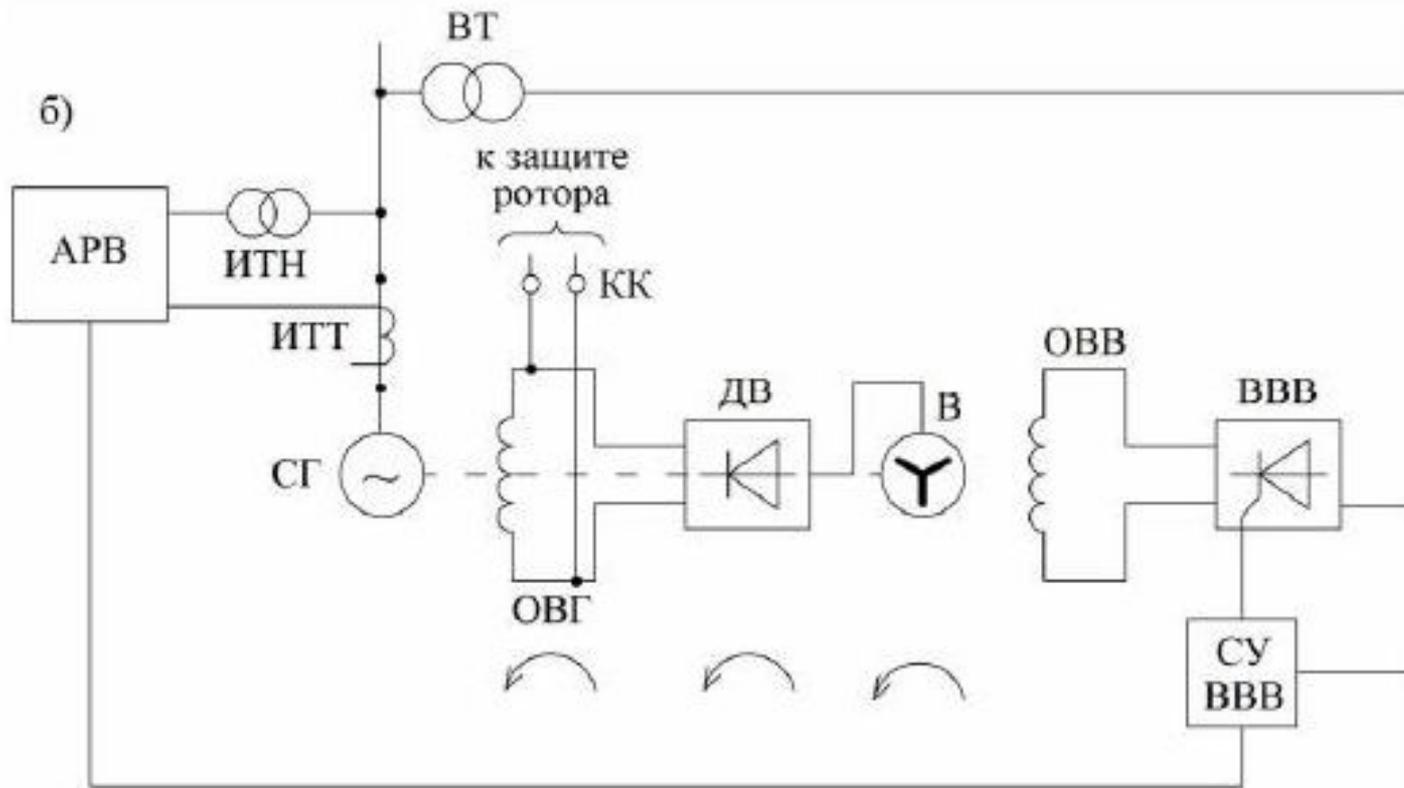


Рис. 30. Система бесщеточная диодная (СБД) независимого возбуждения:
б - без подвозбудителя, с питанием обмотки возбуждения возбудителя (ОВВ) от выпрямительного трансформатора (ВТ).

Система бесщеточного возбуждения (БЩ)

Достоинства

- отсутствие контактных колец и щеток
- сокращение длины машины

Недостатки

- менее быстродействующая, чем ТС.
- дороговизна (в особенности СТН)

Автоматическое гашение поля

Для гашения магнитного поля применяют три метода:

1. Замыкание обмотки ротора на гасительное сопротивление;
2. Включение в цепь обмотки ротора дугогасительной решетки автомата;
3. Противовключение возбудителя.

Автоматическое гашение поля

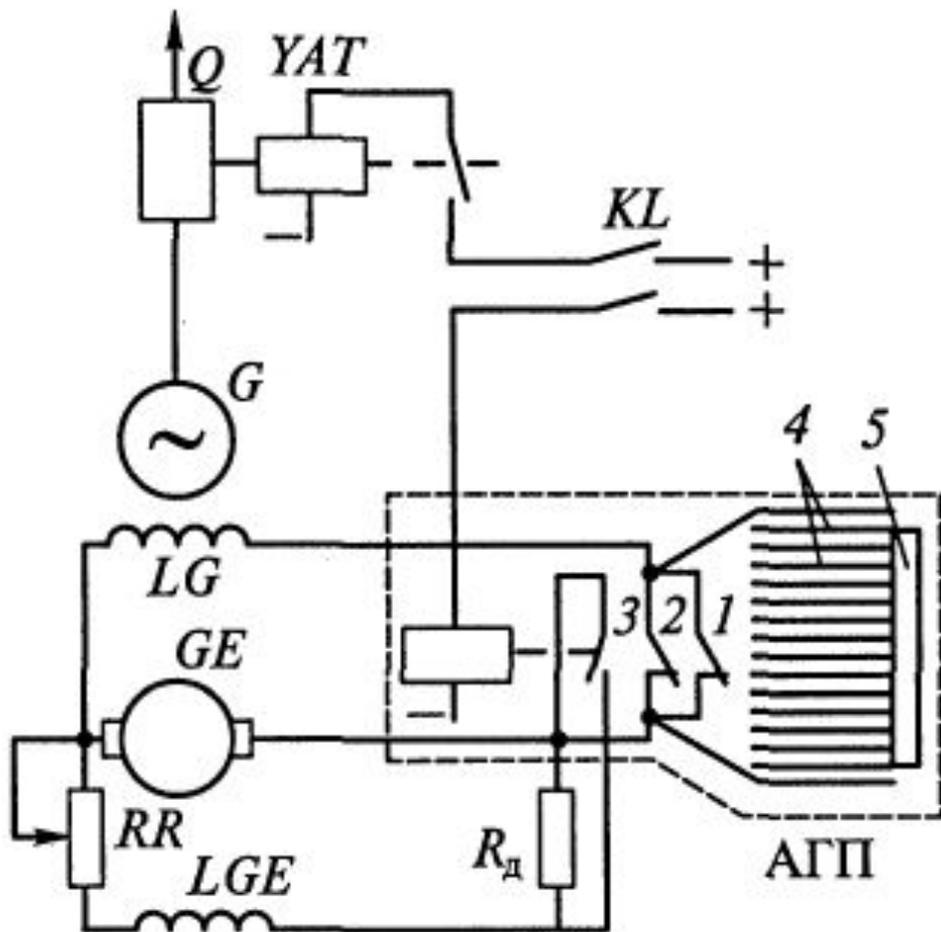


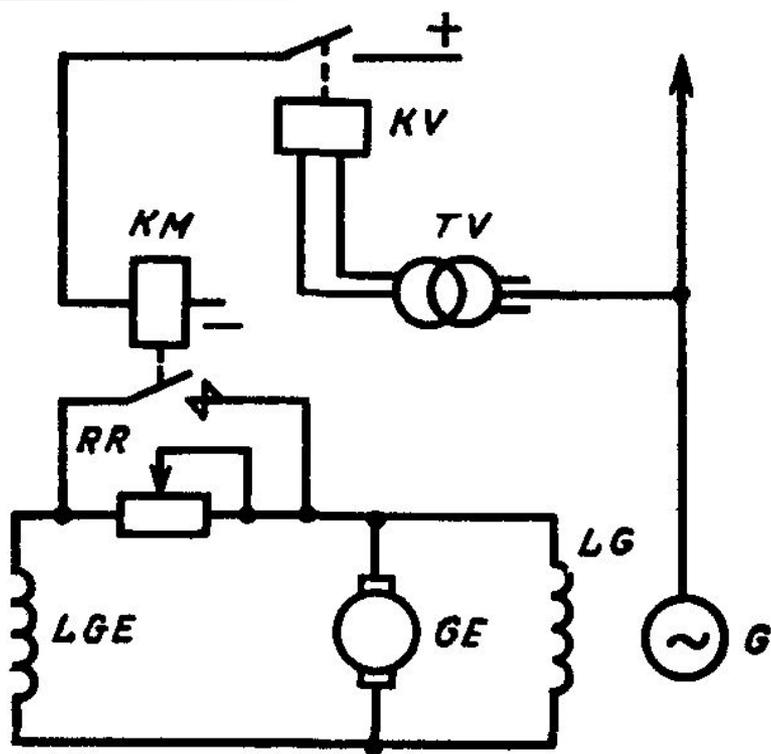
Рис. 32. Схема гашения поля генератора автоматом с дугогасительной решеткой:
1, 2, 3 - контакты АГП;
4 - решетка из медных пластин;
5 - шунтирующее сопротивление.

Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ)

АРВ и УФ должны быть настроены так, чтобы при заданном понижении напряжения в сети были обеспечены:

- предельное установившееся напряжение возбуждения не ниже двукратного в рабочем режиме, если это значение не ограничено нормативными документами для отдельных старых типов машин;
- номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения;
- автоматическое ограничение заданной длительности форсировки.

Устройство быстродействующей форсировки (УБФ)



Уставка минимального реле напряжения KV выбирается из условия возврата реле после отключения КЗ по формуле:

$$U_{с.р.} = \frac{U_{ном}}{K_{отс} k_v \cdot U} \quad (13)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимаемый 1,05-1,1; k_v - коэффициент возврата, составляющий не более 1,05-1,2; K_U - коэффициент трансформации трансформатора напряжения. Обычно уставка $U_{с.р.} = 0,8-0,85U_{ном}$.

Рис. 33. Схема релейной форсировки возбуждения генератора

Виды АРВ

По способу воздействия на систему возбуждения АРВ делятся на три группы:

- **электромеханические АРВ**, которые реагируют на отклонение напряжения генератора от заданного значения (уставки) и воздействуют на изменение сопротивления в цепи обмотки возбуждения возбудителя.
- **электрические АРВ**, реагирующие на отклонение напряжения или тока генератора от заданного значения и подают дополнительный выпрямленный ток в обмотку возбуждения возбудителя от внешних источников питания (трансформаторов тока, напряжения или собственных нужд).
- АРВ используемые с **выпрямительными системами возбуждения: высокочастотной, тиристорной, бесщеточной**. Эти устройства АРВ не имеют собственных силовых органов (внешних источников питания), а только управляют работой возбудителей.

Компаундирование возбуждения генератора

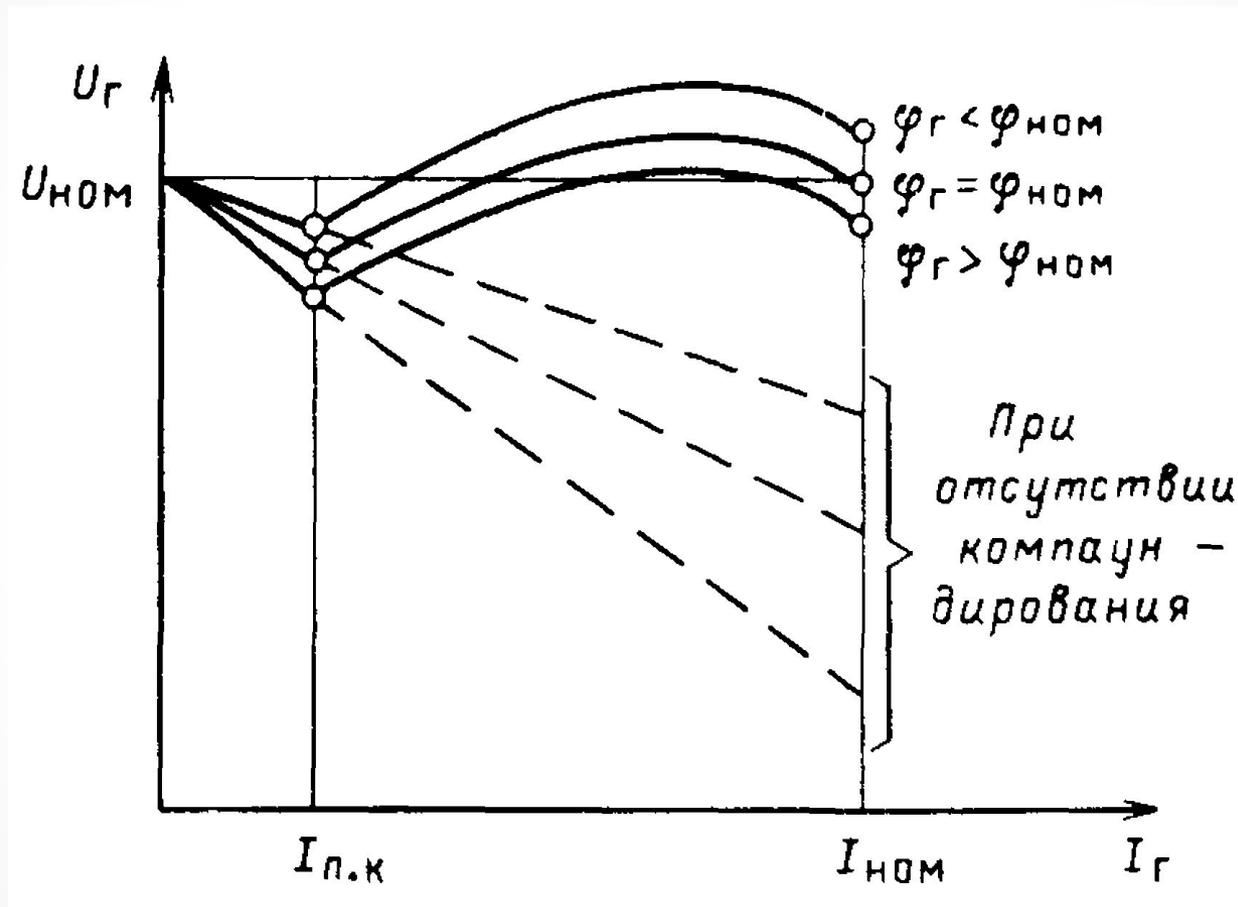


Рис. 35. Характер изменения при разных значениях $\cos\varphi$ напряжения генератора, оснащенного устройством компаундирования: $I_{п.к.}$ — порог компаундирования

Электромагнитный корректор напряжения (ЭМК)

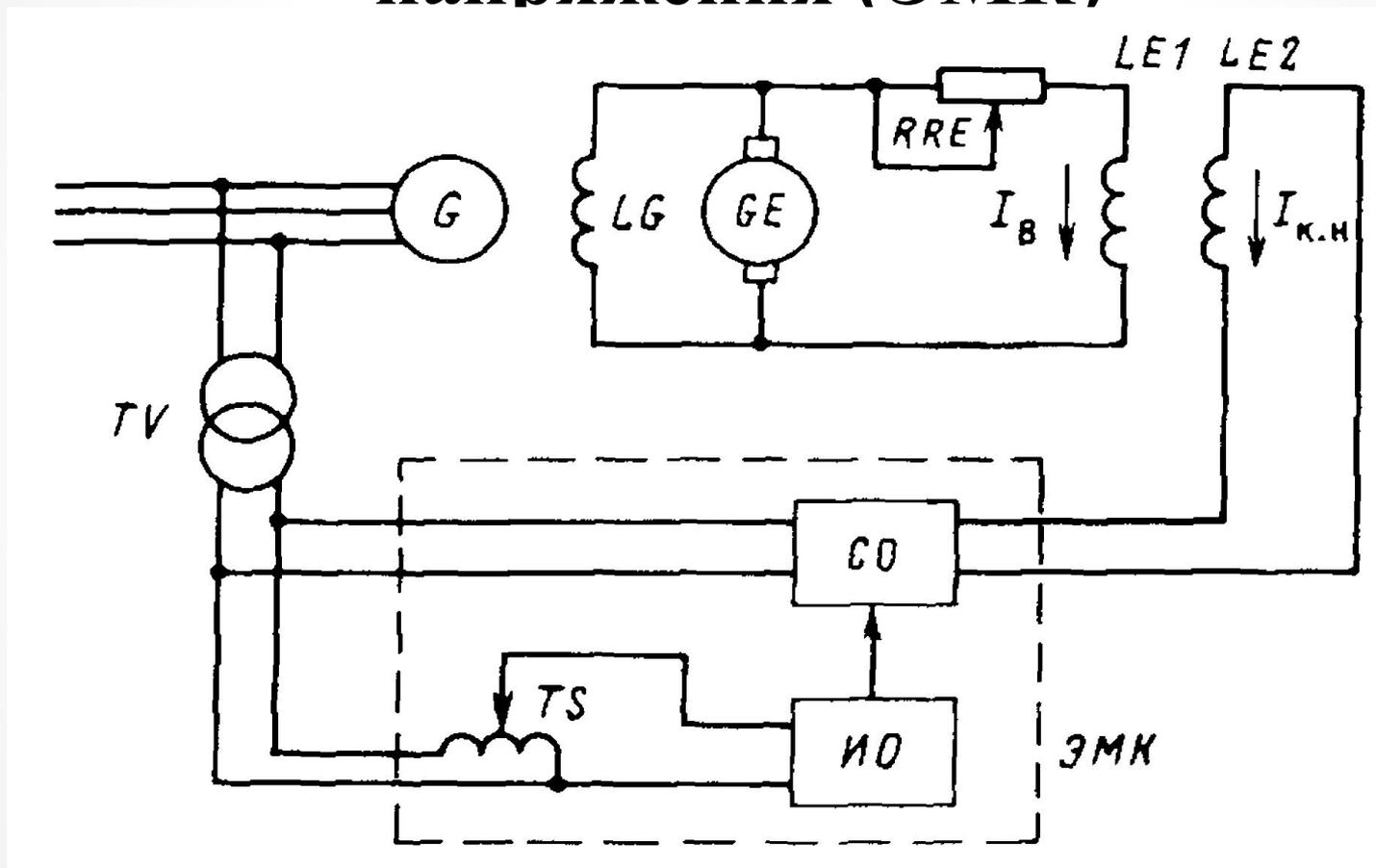


Рис. 36. Структурная схема электромагнитного корректора напряжения: СО – силовой орган, ИО – измерительный орган

Электромагнитный корректор напряжения (ЭМК)

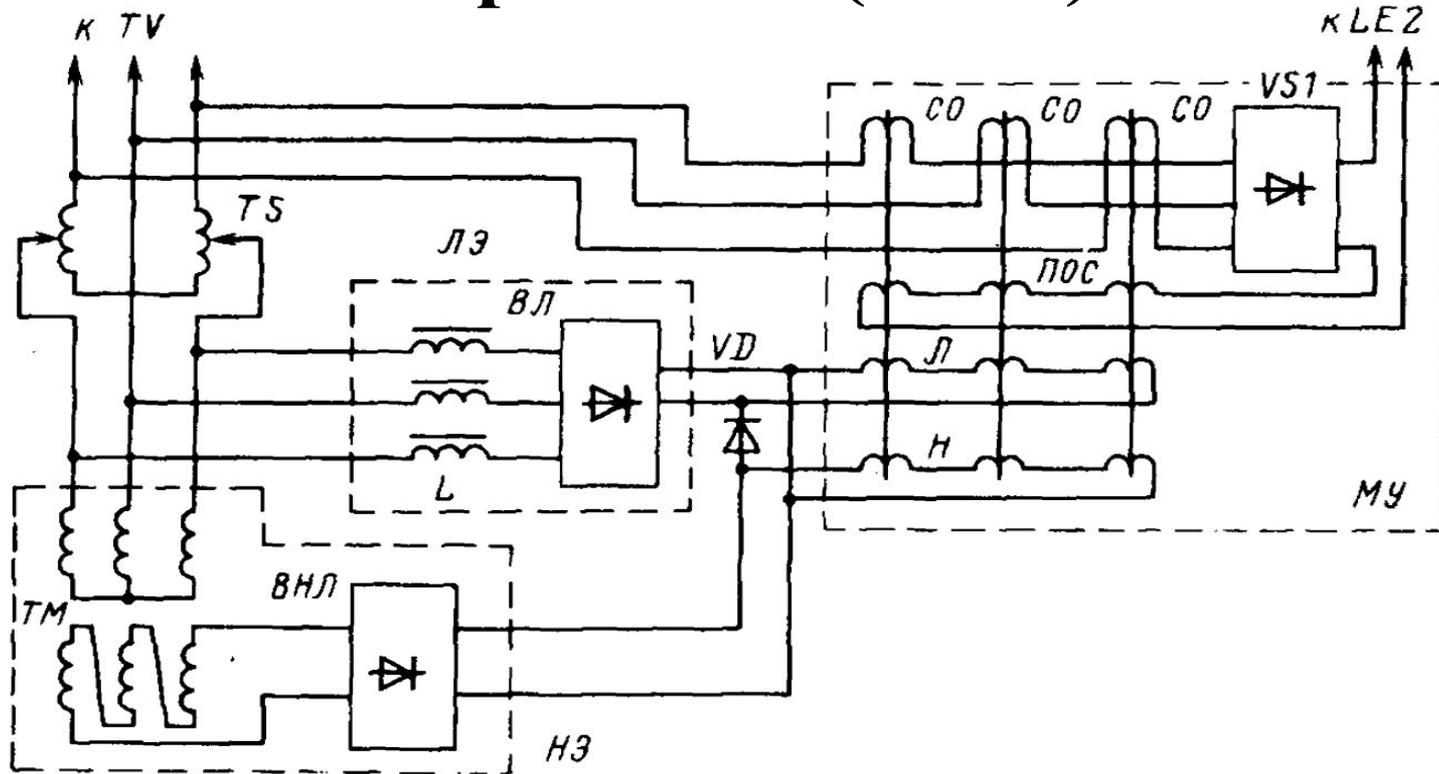


Рис. 37. Схема измерительного и силового органов ЭМК:

МУ – магнитный усилитель, Л,Н – обмотки подмагничивания, ЛЭ,НЭ – линейный и нелинейный элемент ИО, СО – силовые обмотки, ПОС – обмотка положительной обратной связи, L – дроссель с воздушным зазором

Электромагнитный корректор напряжения (ЭМК)

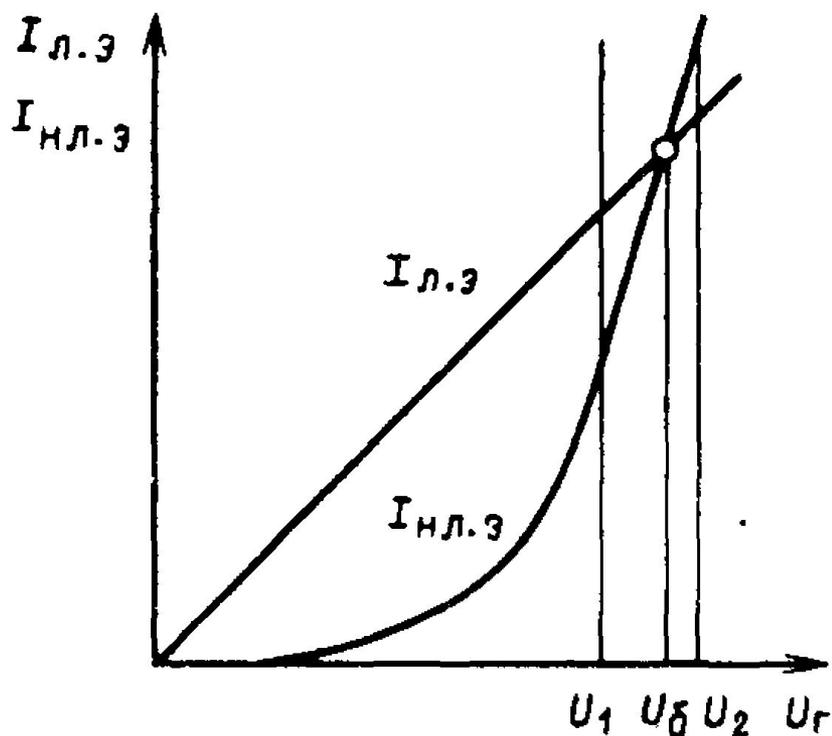


Рис. 38. Характеристика зависимости тока выхода линейного $I_{л.э}$ и нелинейного $I_{нл.э}$ элементов от напряжения на входе измерительного органа ЭМК

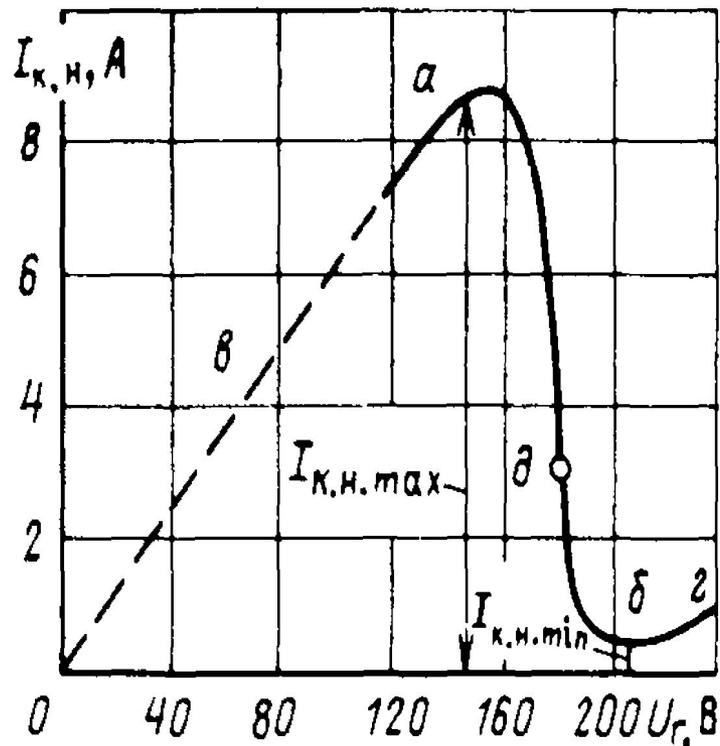


Рис. 39. Характеристика ЭМК: *аб* - рабочий участок; *ав* и *бз* — нерабочие участки

Электромагнитный корректор напряжения (ЭМК)

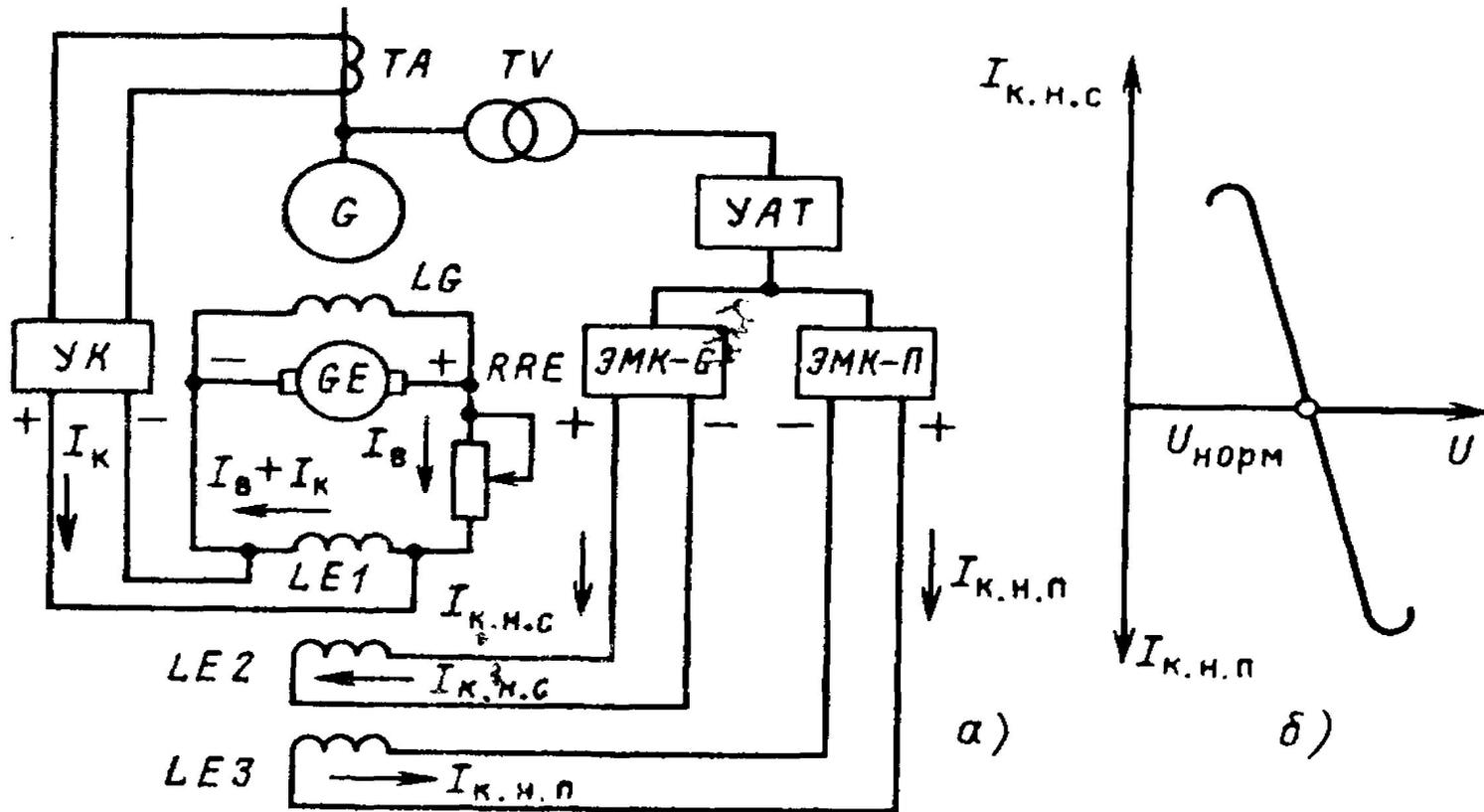


Рис. 40. Принципиальная схема включения двух системного ЭМК:

а - схема включения; *б* - характеристика; *УК* - устройство компаундирования; *УАТ* - установочный автотрансформатор

Виды АРВ с УК и ЭМК

При совместном использовании УК и ЭМК могут быть осуществлены две принципиально отличные системы и соответственно два вида АРВ:

1) **АРВ с компаундированием полным током**, которое осуществляется путем суммирования токов от трансформаторов тока и тока от трансформатора напряжения после их отдельного выпрямления (ЭПА-305);

2) **АРВ с фазовым компаундированием**, которое осуществляется путем суммирования токов от трансформаторов тока и трансформатора напряжения на стороне переменного тока до их выпрямления.

АРВ сильного действия

В соответствии с п. 3.3.58. ПУЭ:

Для генераторов мощностью 100 МВт и более и для компенсаторов мощностью 100 МВАр и более следует устанавливать быстродействующие системы возбуждения с АРВ сильного действия.

В отдельных случаях, определяемых условиями работы электростанции в энергосистеме, допускается устанавливать АРВ другого типа, а также медленно действующие системы возбуждения.

АРВ сильного действия

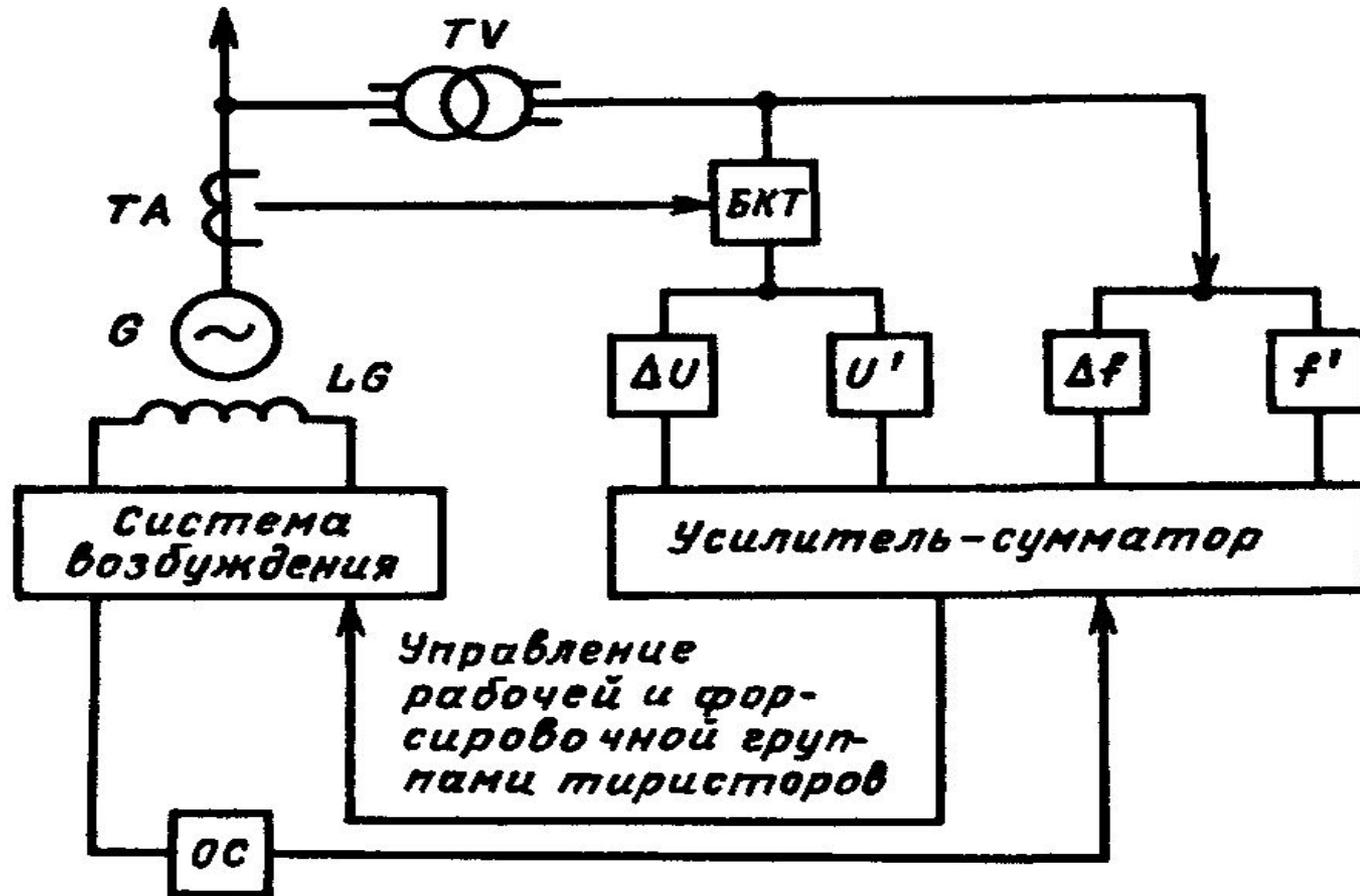


Рис. 42. Структурная схема АРВ сильного действия

Обслуживание систем возбуждения

Надзор и уход за работой электромашинных возбuditелей практически не отличается от обслуживания других электрических машин. Однако при этом необходимо учитывать некоторые особенности. Часто термометры, с помощью которых определяют температуру холодного и горячего воздуха, отсутствуют и контроль за нагревом возбuditеля приходится вести на ощупь. При этом не учитывают, что в отличие от других машин воздух под обшивкой возбuditеля не циркулирует. Даже при нагреве возбuditеля до появления запаха горелой изоляции температура обшивки не превышает 50...55°C. Поэтому контроль за нагревом возбuditелей должен вестись только по термометрам и тепловизорам.

Обслуживание систем возбуждения

Контроль за работой систем бесщеточного возбуждения (БЩВ) ведут по измерительным приборам и сигнальной аппаратуре, размещенной на панели автоматического регулятора возбуждения. При осмотре проверяют положение сигнальных устройств, реле, переключателей, а также состояние системы охлаждения тиристоров. Для их нормальной работы требуется свободный приток охлажденного воздуха.

Обслуживание систем возбуждения

Правила технического обслуживания тиристорных систем возбуждения регламентируются РД 34.45.620-96 «Правила технического обслуживания тиристорных систем возбуждения».

Подготовка генератора к пуску, синхронизация и включение в сеть

1. Проверяют, все ли работы закончены и имеется ли об этом запись в журнале ремонта.
2. Проверяет состояние щеток на кольцах ротора и коллекторе возбuditеля, не выступает ли слюда и не затянуты ли медью промежутки между коллекторными пластинами, нет ли подгара и рисок-задиоров на пластинах, не загрязнена ли изоляция щеточных аппаратов
3. При осмотре помещения выводов и ячейки генератора проверяют отсутствие короток и защитных заземлений на ошиновке, следов нагрева контактных соединений по термоуказателям

Подготовка генератора к пуску, синхронизация и включение в сеть

4. Персонал опробует автомат гашения поля (АГП) и выключатели путем их включения и отключения.
5. Проверяют готовность к пуску газомасляной системы генератора и системы водяного охлаждения обмоток.
6. Проверяют работу автоматического включения резерва (АВР) маслонасосов турбины и водородного охлаждения, конденсатных, циркуляционных и других насосов.
7. Перед проверкой АВР измеряют сопротивление изоляции всех двигателей, принадлежащих турбоагрегату, если они были в ремонте или длительное время находились в резерве.

Подготовка генератора к пуску, синхронизация и включение в сеть

Сопротивление изоляции обмотки статора измеряют мегомметром с пределом измерения 2500 В, а обмотки ротора — мегомметром с пределом измерения 500... 1000 В. Результаты измерения сравнивают с данными предыдущих измерений. При уменьшении сопротивления изоляции обмотки статора в 3...6 раз, а в цепи ротора ниже нормированного значения необходимо, разделяя цепи, определить участок с пониженной изоляцией и принять меры к ее восстановлению.

Подготовка генератора к пуску, синхронизация и включение в сеть

Во время пуска генератора при повышении частоты его вращения необходимо следить за тем, поддерживает ли регулятор необходимый перепад между давлениями масла на уплотнения и водорода перед регулятором на допустимом уровне. Необходимо также следить за температурой вкладышей уплотнений по термометрам сопротивлений, а если их нет, то по температуре масла, сливаемого из уплотнения, и нагреву корпусов уплотнений. Если температура вкладышей превысит допустимую, следует уменьшить частоту вращения генератора для выяснения и устранения причин.

Включение генераторов на параллельную работу с энергосистемой

(Требования «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (п. 5.1.19))

Генераторы, как правило, должны включаться в сеть способом **точной синхронизации**.

При использовании точной синхронизации должна быть введена блокировка от несинхронного включения.

Допускается использование при включении в сеть **способа самосинхронизации**, если это предусмотрено техническими условиями на поставку или специально согласовано с заводом-изготовителем.

Включение генераторов на параллельную работу с энергосистемой

(Требования «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» (п. 5.1.19))

При ликвидации аварий в энергосистеме турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно и все гидрогенераторы разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Турбогенераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному, определенная с учетом индуктивных сопротивлений блочных трансформаторов и сети, не превышает 3,0.

Включение генераторов на параллельную работу с энергосистемой

(Теоретические сведения)

В настоящее время включение генераторов на параллельную работу производится автоматически при помощи **автосинхронизаторов**.

Для того чтобы включить выключателем Q (рис. 2) синхронный генератор G на параллельную работу с синхронно вращающимися генераторами электростанции и ЭЭС, необходимо выполнить ряд операций.

Включение генераторов на параллельную работу с энергосистемой

(Теоретические сведения)

При точной синхронизации необходимо соблюдать следующие условия:

- частота сети и частота генератора должны быть одинаковыми
- напряжения сети и генератора совпадают по фазе и имеют одинаковые амплитуды;
- порядки следования фаз сети и генератора должны совпадать;

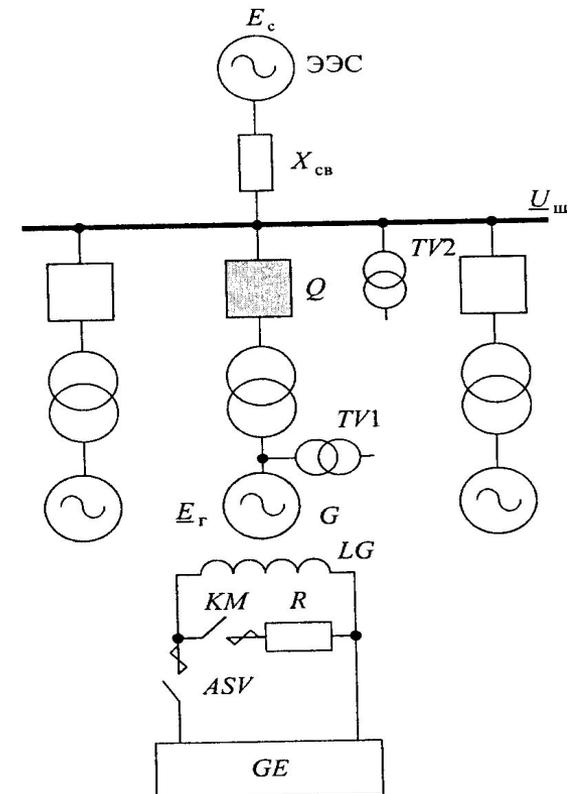


Рис. 3. Схема ЭС с синхронизируемым генератором и ее связи с ЭЭС

Включение генераторов на параллельную работу с энергосистемой (Теоретические сведения)

Метод самосинхронизации генераторов позволяет резко сократить продолжительность операции включения генераторов на параллельную работу, причем условия включения упрощаются. Способ самосинхронизации требует выполнения только одного условия: разница в скорости вращения генераторов не должна превышать 2–3 Гц. Продолжительные операции по точной подгонке напряжения и частот генератора и сети отпадают.

Включение генераторов на параллельную работу с энергосистемой

с энергосистемой

(Теоретические сведения)

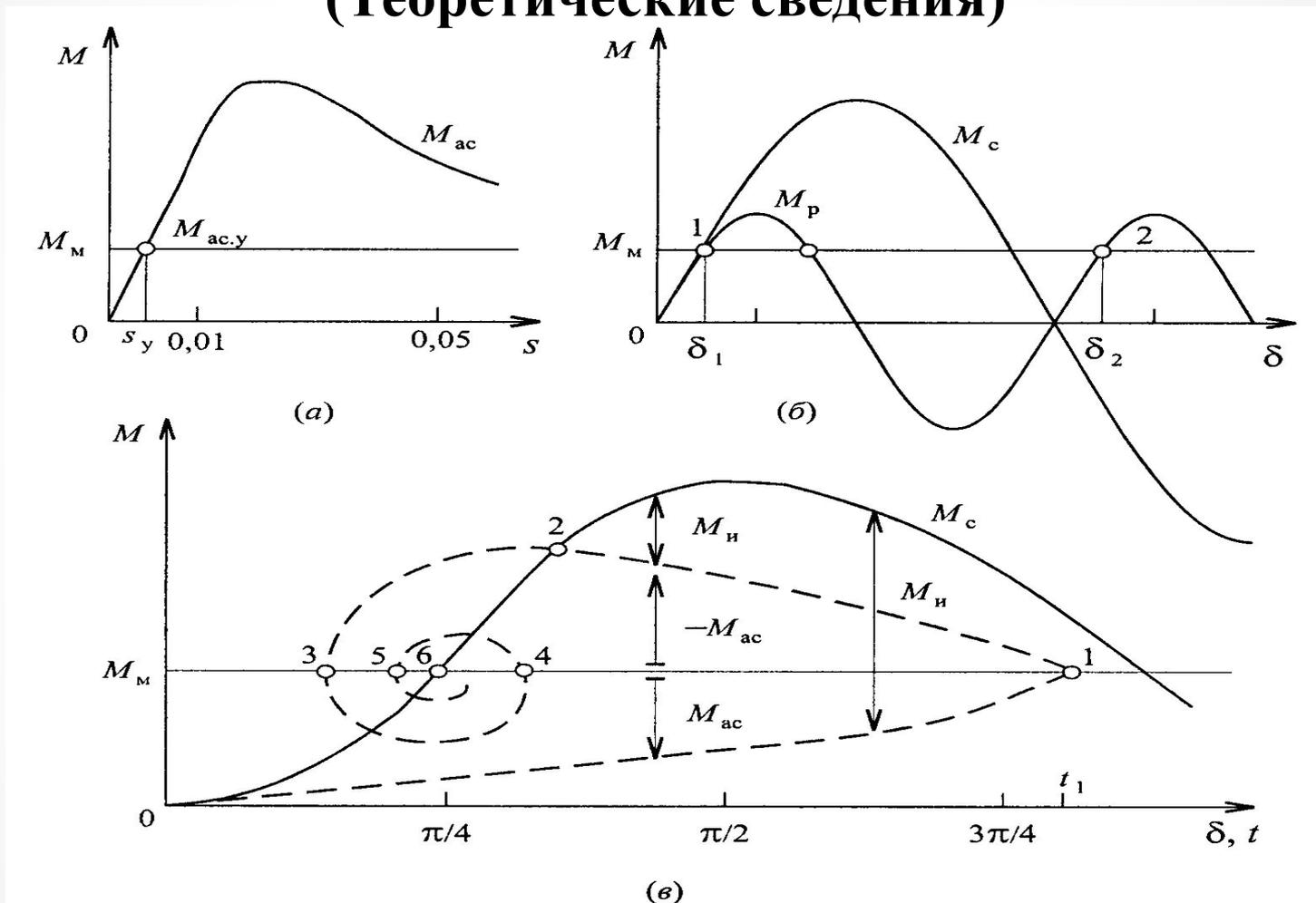


Рис. 4. Графики асинхронного (а), реактивного и синхронного б) вращающих моментов и график процесса самосинхронизации (в) генератора

Включение генераторов на параллельную работу с энергосистемой

(Теоретические сведения)

Недостатком метода самосинхронизации генераторов является то, что включение генератора сопровождается снижением напряжения на шинах электростанции и бросками тока в цепи генератора. При генераторах равной мощности автономной электростанции снижение напряжения может достигать 35–40 %, а величина броска тока – 1,5–4-кратной величины номинальных значений.

**БЛАГОДАРЮ ЗА
ВНИМАНИЕ!**

...