

Цена 60 коп.

Б. Н. ТАРДОВ

ОБЩАЯ ГЕОМЕТРИЯ
ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ
ДЕЙСТВУЮЩИХ
ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СТАНЦИЙ



ГОСЭНЕРГОИЗДАТ

Б. Н. ТАРДОВ

ОБЩАЯ ГЕОМЕТРИЯ
ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ
ДЕЙСТВУЮЩИХ
ГИДРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СТАНЦИЙ

(ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ
РАЗВИТИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОСТРОЕНИЯ)



ГОСУДАРСТВЕННОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
МОСКВА 1962 ЛЕНИНГРАД

На основании анализа основных номинальных величин и геометрических размеров нескольких сотен разнотипных действующих гидрогенераторов в книге проверены или вновь установлены главные взаимосвязи, практически существующие между номинальными величинами и размерами гидрогенераторов.

Показано несовершенство машинной постоянной Арнольда, в связи с чем в эту постоянную введены номинальное напряжение, а также толщина пазовой изоляции статора. Показана количественная роль этой изоляции в выборе номинальных величин и размеров генератора.

В последнем разделе книги на основании учета картины электрического поля статора предлагается формула для определения полной емкости статора генератора в зависимости от его геометрических размеров и номинальных величин. Устанавливаются коэффициенты, позволяющие по измеренным емкости и сопротивлению изоляции генератора определить диэлектрическую проницаемость и удельное сопротивление изоляции.

Предлагается проект нормы удельного сопротивления микалентной изоляции статора генератора.

Книга будет полезна как при учебном, так и при реальном проектировании гидроэлектрических станций, а также для работников конструкторских бюро и заводов, проектирующих и создающих гидрогенераторы, и для персонала, их эксплуатирующего.

6П2.12 *Тардов Борис Николаевич,*

Т 19 **Общая геометрия гидрогенераторов действующих гидроэлектрических станций, М.—Л., Госэнергоиздат,**

1962, 176 с. с черт.

6П2.12

Редактор *Б. Н. Михалев*

Техн. редактор *М. М. Штрокова*

Сдано в набор 18/X 1961 г.

Подписано к печати 23/1 1962 г.

Т-00122

Бумага 84×103^{1/32}

9,92 печ. л.

Уч.-изд. л. 10,9

Тираж 2 300 экз.

Цена 60 коп.

Заказ 614

Типография Госэнергоиздата. Москва, Шлюзовая наб., 10.

ПРЕДИСЛОВИЕ

К настоящему времени в мировой практике строительства гидроэлектрических станций выполнено очень много различных конструкций гидрогенераторов.

На основании анализа методами математической статистики основных номинальных величин и геометрических размеров нескольких сотен неповторяющихся действующих гидрогенераторов в книге проверены или вновь установлены (в виде формул и графиков) основные взаимосвязи, фактически существующие между указанными величинами и размерами гидрогенераторов, а также емкостью и сопротивлением изоляции обмотки статора генератора.

В связи с несовершенством постоянной Арнольда «автор ввел впервые в машинную постоянную номинальное напряжение» («Электросила» — Еремеев А. С.), а также толщину пазовой изоляции статора.

Формулы и таблицы гидрогенераторов дают достаточный критерий для суждения о нормальном гидрогенераторе данной мощности и скорости вращения и позволяют «быстро и легко установить возможные геометрические параметры требуемого гидрогенератора» (Гидропроект — Натансон А. В.).

«Ценность работы автора состоит еще и в том, что в ней произведены уточнения наиболее доступного и широко распространенного метода измерения сопротивления изоляции, что повышает эффективность его использования.

Выводы этой части работы дают базу и практический материал для дальнейшего совершенствования метода измерения сопротивления изоляции машин, с целью контроля ее исправности» (Мосэнерго — М. В. Хомяков).

«Интересна также для заводского инженера крайним удобством применения и практичностью формула, пред-

ложенная и обоснованная автором для определения емкости обмотки статора по отношению к земле, которая сводит работу расчетного инженера к возможному минимуму» («Электросила» — Еремеев А. С.).

Эта часть работы (гл. 12), касающаяся изоляции, имеет «несомненное значение не только для заводов, производящих крупные гидрогенераторы, и для эксплуатирующего электрические станции персонала, но также и в ряде своих принципиальных позиций» (акад. Костенко М. П. по гл. 12).

В целом «Проделанная работа и ее результаты — обобщающие таблицы и предложенные автором формулы и графики — представляют несомненный интерес и могут быть полезными как при учебном, так и при реальном проектировании гидрогенераторов и гидроэлектрических станций» (ЛПИ — Михалев Б. Н.).

Настоящее исследование опирается на большую вычислительную работу, имеющую в своей основе большой экспериментальный материал — выполненные машины (турбины и генераторы).

Для достижения правильности вычислений были приняты надлежащие меры.

Наиболее ответственные вычисления производились дважды в разном порядке.

Можно надеяться, что ускользнувшие от внимания погрешности не столь значительны, чтобы раскрытие их могло в чем-либо существенно изменить наши основные формулы и заключения.

Тем не менее работа не свободна от недостатков, спорных положений, и автор будет весьма признателен за любые замечания и сообщения о новых машинах и просит направлять их по адресу:

Москва, Ж-114, Шлюзовая наб., д. 10, Госэнергоиздат.

Автор

ВВЕДЕНИЕ

Многочисленные и разнообразные конструкции горизонтальных и вертикальных гидрогенераторов, выпущенных за последние 50 лет заводами и фирмами многих стран мира, послужили автору *экспериментальным материалом для выполнения данной работы*. Методами математической статистики ниже устанавливаются функциональные или корреляционные взаимосвязи между основными номинальными величинами и геометрическими размерами гидрогенераторов. Изменения соответствующих относительных постоянных по десятилетиям XX в. дают представление о закономерностях развития конструкций гидрогенераторов. Закономерности эти показывают, например, что номинальная скорость вращения гидроагрегата очень точно определяется его коэффициентом относительной быстроходности, который, меняясь в весьма узких пределах, вычисляется по расчетному напору гидростанции и номинальной мощности на валу гидротурбины и растет с прогрессом техники.

В целях снижения удельного веса затрат на строительство-монтажные работы¹ в стоимости гидростанции при одновременном повышении удельного веса затрат на оборудование необходимо дальнейшее повышение мощности единичного гидроагрегата и, следовательно, снижение числа машин на данной гидростанции. Решение проблемы повышения мощности гидротурбин и трансформаторов продвинуто уже достаточно далеко.

Из материалов данной работы видно, что при одной и той же номинальной скорости вращения гидроагрегата

¹ См. Программа КПСС, часть вторая, раздел первый, глава третья.

Гинзбург Г. С., Улучшить структуру капитальных затрат. «Экономическая газета», 1961, № 7, 18 сентября.

возрастание номинальной мощности единичного гидрогенератора, скажем, со 100 до 1000 *Мва*, т. е. в 10 раз, вызывает возрастание внутреннего диаметра статора лишь в $10^{0,2}=1,6$ раза, при этом общий «сложенный» диаметр всех 10 гидрогенераторов (100 *Мва* каждый) такой (1000 *Мва*) гидростанции сокращается в 6,3 раза, а соответствующая часть площади здания — в 4 раза.

Рост мощности гидрогенератора сопровождается (при данной номинальной скорости вращения) увеличением высоты активной стали статора.

В работе устанавливаются такие соотношения, которые обеспечивают наилучшие технико-экономические показатели созданной конструкции.

В работе показано, что на протяжении всей истории гидрогенеростроения рост мощности гидрогенераторов (до последнего времени) сопровождался также ростом его номинального напряжения. При практически существующих сейчас материалах и конструкции изоляции обмоток статоров гидрогенераторов дальнейшее повышение номинального напряжения, увеличивая толщину изоляции, вызывает такое увеличение высоты активной стали статора, которое делает генератор неэкономичным, не говоря уже о существенном возрастании стоимости самой изоляции, достигающей до 30% стоимости всего гидрогенератора (см., например, [Л. 98]).

Переход на новые изоляционные материалы даст возможность снизить толщину изоляции и повысить номинальное напряжение при одновременном снижении требуемой высоты активной стали **до размеров, диктуемых условиями транспортировки статора по железной дороге или по водным путям**, а в необходимых случаях, прибегая к укладке статорных пакетов в железобетонный корпус, сооружаемый на месте строительства ГЭС.

В работе показано, что для выбранного внутреннего диаметра статора *D* и заданных *S* и *n* высота активной стали статора обратно пропорциональна толщине корпусной изоляции в степени $2/3$, т. е. уменьшение толщины современной корпусной изоляции паза статора (за счет улучшения электрофизических и физико-механических характеристик изоляции) только в 2 раза даст возможность уменьшить высоту *l* активной стали в 1,8 раза, что также может привести к снижению стоимости гидрогенератора и гидростанции.

Правильный выбор геометрических размеров, повышение номинальной мощности и напряжения при удешевлении изоляции **приведут к существенному снижению стоимости гидрогенераторов**, а уменьшение диаметра и высоты генераторов приведет в свою очередь к некоторому снижению размеров и стоимости строения ГЭС.

1. КОЭФФИЦИЕНТ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ БЫСТРОХОДНОСТИ ГИДРОТУРБИНЫ И СКОРОСТЬ ВРАЩЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

В основе выбора типа и скорости вращения гидротурбины лежит понятие о коэффициенте быстроходности, являющемся характеристическим коэффициентом, определяемым из формулы, которую предложили примерно полстолетия тому назад Дюваль и Рутэн [Л. 13]:

$$n_s = 1,165 \frac{n \sqrt{N}}{H \sqrt{H}} \quad (1)$$

Стремление к повышению скорости гидроагрегата (при прочих равных условиях, кроме n_s) вполне логично, но возникающее при этом повышение коэффициента быстроходности ставит этому стремлению предел, так как коэффициент быстроходности, превышающий известную величину, определяемую высотой отсасывания и напором (что известно давно), обуславливает возникновение усиленной кавитации рабочих колес.

Из анализа данных, приведенных в [Л. 82] для радиально-осевых турбин, коэффициент кавитации (σ) можно принять равным (для $n_s > 75$)

$$\sigma = 7,7 n_s^{1,8} \cdot 10^{-6} \quad (2)$$

Машони [Л. 85, гл. 51] со ссылкой на Муди предлагает следующие (несколько видоизмененные нами) формулы для определения коэффициента кавитации гидротурбин различного типа:

для радиально-осевых

$$\sigma = 3,18 n_s^2 \cdot 10^{-6}; \quad (3)$$

для лопастных

$$\sigma = 0,28 + 1,54 n_s^3 \cdot 10^{-9}, \quad (4)$$

для поворотнлопастных

$$\sigma = 0,308 + 1,67n_s^3 \cdot 10^{-9} \quad (5)$$

В 1921 г. была предложена [Л. 6] кривая, связывающая напор и коэффициент быстроходности (см. также [Л. 13]), так как величина n в формуле (1) является искомой.

В виде формулы (в пересчете на принятые в СССР единицы) связь надежной величины n_s с H была дана Форрест Наглером [Л. 9] (см. также [Л. 10])

$$n_s = \frac{6850}{H + 9,75} + 84,5 \quad (6)$$

Формула (6) иногда носит название формулы Уайта [Л. 24].

Значения n_s , получаемые по этой формуле, дают более высокие величины, чем было предложено в 1921 г. [Л. 6] (рис. 1). Позднее [Л. 85, гл. 57] эту формулу стали связывать с именем Люшингера и относить только к радиально-осевым турбинам, давая ее в виде:

$$n_s = \frac{6850}{H + 10} + 84 \quad (7)$$

В более поздней публикации Уайта и Пфау, на которую сделана ссылка в [Л. 85], приведена как эта формула — для радиально-осевых турбин, так и другая, но уже для лопастных турбин, а именно

$$n_s = \frac{9500}{H + 10} + 156 \quad (8)$$

В 1927 г. была предложена [Л. 10, стр. 598] новая кривая, дающая еще более высокие значения n_s (за некоторыми исключениями для напоров выше 150 м).

В 1928 г. Эстерлен [Л. 12] для определения n_s радиально-осевых турбин предложил следующую формулу:

$$n_s = \frac{3500}{H^{0,7}} \quad (9)$$

В 1934 г. И. В. Егизаров [Л. 24] предложил кривые и соответствующие им три формулы, дающие еще более

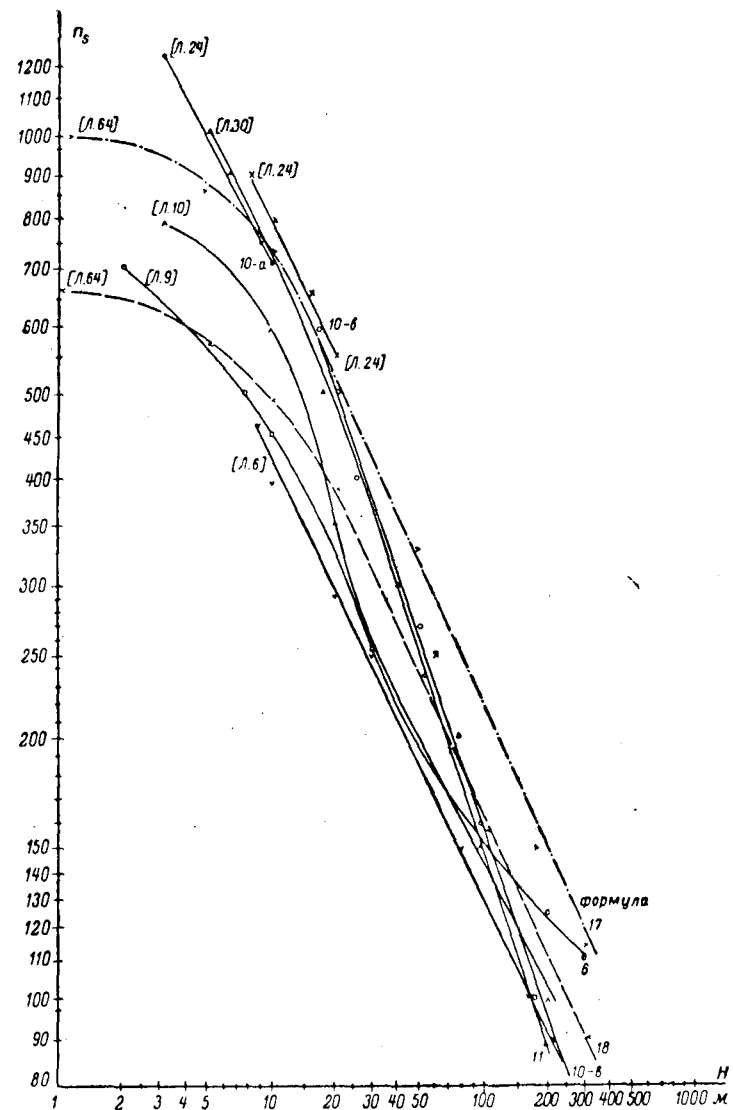


Рис. 1. Зависимость коэффициента быстроходности гидротурбины от расчетного напора гидроэлектрической станции — по данным различных авторов.

- 1921 г. — [Л. 6];
- 1924 г. — формула (6) [Л. 9];
- 1927 г. — [Л. 10];
- 1934 г. — формулы (10а), (10б), (10в), [Л. 24].
- 1938 г. — формула (11) [Л. 3];
- 1953 г. — формулы (17) и (18) [Л. 64].

высокие значения n_s (при тех же напорах), чем указанные выше. Его формулы имеют общий вид:

$$n_s = \frac{A}{H^\alpha}, \quad (10)$$

где величины A и α имеют значения, приведенные в табл. 1.

Таблица 1

	α	β	γ
При H	До 10	8—25	25—300
A	2 250	2 500	5 000
α	0,50	0,50	0,75

Позднее были предложены для связи n_s с H графические указания Эстерлена, переработанные в 1938 г. Н. М. Щаповым [Л. 30] в формулу

$$n_s = \frac{2\,420}{\sqrt{H}} - 80. \quad (11)$$

Формула (11) дает еще более высокие значения для n_s , чем все предшествующие, кроме формулы (10), почти совпадающей с ней.

Такой непрерывный рост предельно допустимых значений n_s лишь частично может быть объяснен применением в рабочих колесах гидротурбин материалов, обладающих более высокими, чем раньше, антикавитационными свойствами.

Эта точка зрения может быть подкреплена тем, что обнаруживавшиеся вредные действия кавитации в период 1915—1930 гг. заставляли идти на первых порах также и по пути снижения коэффициента быстроходности.

В 1949 г. Кил и Хэкерт [Л. 44] предложили для определения турбин фирмы Фойта следующие формулы:

для лопастных турбин

$$n_s = \frac{1\,750}{H^{0,4}}, \quad (12)$$

для радиально-осевых

$$n_s = \frac{4\,140}{H^{0,7}}. \quad (13)$$

В [Л. 85] для радиально-осевых турбин, произведенных или установленных в Норвегии, предлагается формула

$$n_s = \frac{3\,850}{H^{0,7}}. \quad (14)$$

В том же источнике (видимо, для иного статистического материала) предлагается уже другая формула

$$n_s = \frac{5\,000}{H^{0,7}}. \quad (15)$$

В 1949 г. А. А. Морозов [Л. 46] предлагает для определения n_s радиально-осевых и пропеллерных гидротурбин следующую общую формулу:

$$n_s = \frac{2\,200}{H^{0,4}}. \quad (16)$$

В 1956 г. [Л. 64] Японский электротехнический комитет предложил для определения коэффициента быстроходности две различные формулы в зависимости от типа гидротурбины:

а) для поворотнолопастных

$$n_s = \frac{20\,000}{H+20} + 50, \quad (17)$$

дающую еще более высокие значения n_s , чем все предшествующие,

б) для радиально-осевых

$$n_s = \frac{13\,000}{H+20} + 50, \quad (18)$$

значения n_s , по которой выше как для данных, найденных по формуле Наглера, полученной в основном для этого же типа турбин, так и данных, найденных по [Л. 10].

Рассмотренные выше формулы и кривые частично представлены на рис. 1.

Анализ швейцарских данных [Л. 78] по зависимости надежного (максимального) коэффициента быстроходности от напора дал возможность предположить, что различие коэффициента быстроходности между тремя основными типами гидротурбин связано (в частности) с изменением величин средних мощностей, статистически имеющих место для каждого из этих типов турбин.

Это изменение подчиняется правилу: чем выше номинальная мощность, тем выше коэффициент быстроходности (для неизменного расчетного напора ГЭС).

Распространение этого положения на зависимость n_s от N и внутри основных типов гидротурбин объясняет, почему даже в тот начальный период, когда уже было широко отмечено вредное влияние кавитации, все предлагаемые формулы и кривые, полученные на статистическом материале, год от года рекомендовали все более высокие значения n_s — росла также и средняя мощность турбин.

Расхождение в численном значении n_s для радиально-осевых турбин по швейцарским [Л. 78] и японским [Л. 64] данным, находящимся в согласии между собой лишь в своем общем характере — в части зависимости от N , и сближение японских данных с рекомендациями Наглера (которые притом дают все же более низкие n_s) заставляют предполагать, что решающее влияние (кроме N) на изменение (рост) n_s с течением времени развития техники имеют тип турбины и ее мощность и лишь затем качество материалов в рабочем колесе и ее камере.

Рассмотрение данных по выполненным конструкциям 164 гидротурбин, явившихся экспериментальным материалом для данной работы, подтверждает, что n_s зависит и от N (табл. 2 и 3).

Анализ величин n_s методами математической статистики по «наиболее интересным и крупным гидроэлектростанциям» [Л. 25, 36, 74] как отечественным, так и иностранным, имеющим 78 неповторяющихся конструкций осевых и 86 радиально-осевых гидротурбин, выпущенных 36 фирмами в 14 странах, в том числе 54 турбины, изготовленные в последние 10 лет (табл. 2 и 3), дает возможность показать, что коэффициент быстроходности может быть определен, исходя из следующих формул:

№ п/п.	Гидростанция (тип гидротурбины)	Год монтажа	H , м	N , Мвт	n_s , об/мин	n_s	C_p , %
Поворотно-лопастные и пропеллерные							
1	Варьен	1934	4,3	11,2	46,9	934	111
2	То же	1934	4,3	10,9	46,9	920	112
3	Лилла-Эдет	1926	6,5	7,6	62,5	612	100
4	То же	1926	6,5	8,2	62,5	638	128
5	Бж-ривер	1929	8,0	8,8	85,7	703	106
6	Слэйн-фолс	1929	9,2	8,8	94,7	650	107
7	Рок-Айленд	1931	9,8	15,5	100,0	844	85
8	Клифф	1950	10,0	10,5	115,4	775	87
9	Форсхувудфорсен	1928	10,3	7,6	94,0	515	124
10	Альтбрук-Догери	1934	10,7	26,2	75,0	730	99
11	Чикамауга	1940	11,0	26,5	75,0	716	95
12	Рибург	1930	11,5	31,0	75,0	728	98
13	То же	1930	11,5	28,5	75,0	695	101
14	То же	1930	11,5	28,2	75,0	691	102
15	Бельвер	1951	11,9	8,1	166,7	795	78
16	Пиквик	1939	14,3	40,5	81,8	693	94
17	Кентукки	1944	14,6	32,4	78,3	574	110
18	Вильдегг-Бругг и (Уил- диг)	1953	14,6	23,0	115,4	720	84
19	Уилер	1936	14,7	33,1	85,7	635	100
20	Бонневиль	1938	15,2	48,6	85,0	643	98
21	То же	1939	15,2	54,5	75,0	678	97
22	Отмарсхейм	1953	15,8	39,1	93,8	690	92
23	Чатсфолс	1932	16,2	20,6	125,0	645	89
24	Кембс	1932—1946	16,6	30,0	93,7	537	108
25	Сэйф-Харбор	1931	16,7	31,3	109,1	670	88
26	То же	1931	16,7	31,3	100,0	612	97
27	Грейтс-фолс	1924—1928	17,1	20,6	138,5	670	83
28	Ля-Габель	1930	18,3	23,6	120,0	565	96
29	То же	1930	18,3	22,1	120,0	548	99
30	Овен-фолс	1953	19,0	15,6	150,0	554	93
31	Сэвен-систерс	1931	20,1	27,6	138,5	629	84
32	Андре Блондель	1952	22,0	51,5	107,1	558	98
33	Ринкон-дель-Бонете	1942	22,0	33,1	136,4	610	84
34	Шгадсфорсен	1939	27,0	35,2	125,0	445	106
35	Ассуан	1959	27,0	47,6	100,0	410	118
36	Каталинзфолс	1951	28,2	23,3	187,5	515	85
37	Рожнув	1942	31,5	12,4	214,3	371	105
38	Шэннон	1934	32,5	24,3	166,7	391	106
39	Хон	—	38,0	18,4	250,0	419	88
40	Лигга	1950	40,5	77,5	125,0	395	106
41	Лавей	1950	40,7	33,5	214,3	445	85
42	Вара	—	43,0	5,5	600,0	470	65
43	Поллапука	—	50,0	18,4	300,0	357	89
44	Инвергарри	До 1959	54,0	20,6	250,0	288	108

№ п/п.	Гидростанция (тип гидротурбины)	Год монтажа	<i>H</i> , м	<i>N</i> , Мвт	<i>n</i> , об/мин	<i>n_s</i>	<i>C_n</i> %
45	Рокчетта	—	56,0	3,7	500,0	231	109
46	Слана	1954	56,0	50,0	230,8	395	85
47	Реквейада	—	57,0	4,2	500,0	242	110
48	Борцис	—	60,6	10,0	500,0	345	80
49	Бор-рю	—	70,0	23,4	375,0	329	84
Радиально-осевые							
1	Шаньси-Пуны	1926	8,9	6,4	83,3	510	96
2	Хаммарфорсен	1928	19,7	11,4	93,8	280	123
3	Оминэ	1924	21,3	9,2	150,0	365	89
4	Иматра	1929	24,0	19,8	125,0	390	83
5	Бохарнуа	1932	24,4	39,0	75,0	318	106
6	Спаир-фолс	1931	24,6	41,9	81,8	355	95
7	Коновинго	1928	27,2	39,8	81,8	306	104
8	Бэгнел	1931	27,5	24,7	112,5	329	93
9	Маскл-Шоалс	1924	28,0	22,1	100,0	270	112
10	То же	1942	28,0	25,8	100,0	290	105
11	Шеннон	1927, 1942	28,5	22,8	150,0	402	75
12	Айль-Малинь	1925	33,5	33,1	112,5	297	95
13	То же	1937	33,5	36,8	112,5	297	96
14	Шют-а-Карон	1931—1942	50,5	55,2	120,0	245	98
15	Норрис	1936	50,5	48,6	112,5	216	110
16	Ариэль	1932	52,0	40,5	120,0	202	115
17	Сэлуда	1930	54,8	40,9	138,5	216	104
18	Эгюан	1926	55,0	11,0	250,0	208	99
19	Кронгеде	1936	58,0	37,0	116,7	233	93
20	Хайуосси	1940	57,9	58,9	120,0	212	107
21	Сендзу	1938	58,0	44,2	150,0	230	96
22	Шастан	1950	63,0	84,5	150,0	285	78
23	Шипшоу-2	1942	63,5	73,6	128,6	226	97
24	То же	1942	63,5	62,5	128,6	209	103
25	Женессиа	1949	64,5	66,2	150,0	246	89
26	Шелкопф	1924	65,0	51,5	107,1	153	138
27	Сунгари	До 1939	69,0	84,5	125,0	252	84
28	Шастан	1950	71,0	98,5	150,0	267	79
29	Каштелу ду Боди	1951	80,0	45,5	214,0	223	84
30	Кальфорсен	1952	86,5	82,6	166,7	256	74
31	Саран	1935	87,5	35,4	214,0	179	99
32	Диабло	1935	94,5	61,3	171,5	168	105
33	Каштелу ду Боди	1951	96,0	53,6	214,0	192	90
34	Гранд Кули	1942	100,5	110,4	120,0	147	123
35	Шаста	1943, 1947	100,5	75,9	150,0	152	115
36	Бор-лез-Орже	1957	102,0	110,0	187,5	224	80
37	Сан-Эстабан	1957	103,0	66,6	214,3	196	87
38	Харспронгет	1951	105,5	98,0	166,7	181	96
39	Хоченган-4	1941	129,0	18,5	400,0	145	96
40	Боулдер	1936	145,0	84,7	150,0	100	147

№ п/п.	Гидростанция (тип гидротурбины)	Год монтажа	<i>H</i> , м	<i>N</i> , Мвт	<i>n</i> , об/мин	<i>n_s</i>	<i>C_n</i> %
41	Боулдер	1942	145,0	84,7	180,0	120	122
42	Кардано	1929	155,0	33,1	252,0	98	135
43	То же	1929	155,0	33,1	300,0	116	114
44	Хердеке	1930	163,2	25,8	300,0	114	111
45	Вальхензее	1925	197,0	17,7	500,0	74	152
46	Лох-Слой	1950	247,0	33,4	428,0	93	112
47	Бромма	1933	256,0	31,3	500,0	101	101
48	Оук-Гров	1925	259,2	29,5	514,0	92	110
49	Нантахала	1942	282,0	44,2	450,0	95	105
50	Чандинган	1936	300,0	33,0	600,0	101	94
51	Форсакава	—	305,0	64,6	375,0	87	113
52	Скьерка	—	324,0	16,9	600,0	66	132
53	Пиоттино	1931	331,0	24,0	750,0	95	93
54	То же	1931	323,0	24,0	630,0	83	108
55	Самнейре	—	332,0	18,0	750,0	82	106
56	Лярди	—	335,0	22,0	750,0	91	96
57	Лягес	—	335,0	39,7	600,0	97	94
58	Родунд	—	344,0	48,6	500,0	87	105
59	Цапелло	—	365,0	5,5	1500,0	81	93
60	Витто	—	375,0	10,8	1260,0	92	85
61	Хол (Рунд)	1949	385,0	44,1	500,0	72	119
62	Фиастром	—	402,0	15,8	1000,0	81	96
63	Винстра	—	415,0	50,6	500,0	70	119
64	Лимберг	—	435,0	57,1	500,0	70	117
65	Фионней	—	454,0	46,5	750,0	90	89

для поворотнолопастных и пропеллерных турбин

$$C_{n_{sk}} = 763 \frac{N^{0,111}}{n_{sk} H^{0,5}} = 1 \pm 0,09^*, \quad (19)$$

для радиально-осевых

$$C_{n_{sf}} = 763 \frac{N^{0,074}}{n_{sf} H^{0,5}} = 1 \pm 0,12. \quad (20)$$

Выбранная форма формул для относительных постоянных, помимо непосредственной оценки формулы или стабильности постоянной, дает возможность быстро опре-

* Здесь 0,09 — среднее отклонение отдельного определения n_{sk} по формуле (19) от его действительного значения; средняя ошибка всей формулы $0,09: \sqrt{78} \approx 0,01$, где 78 — число гидротурбин. Аналогично и далее.

Таблица 3

№ п/п.	Гидростанция (тип гидротурбины)	Год монтажа	$H, м$	$N, Мвт$	$n, об/мин$	n_s	$C_{n_s}, %$	$GD^2, т \cdot м^2$
Поворотнлопастные								
1	Карамышевская	1936	4,8	1,4	125	752	104	180
2	Ортачалская	1953	10,5	6,3	125	612	102	520
3	Нижне-Свирская	1932	11,0	27,6	75	725	99	11 500
4	Нивская 1-я	1951	11,6	13,5	107,1	682	94	2 400
5	Горьковская	1953	12,2	59,0	62,5	775	95	42 000
6	Угличская	1939	13,0	55,0	62,5	698	102	47 000
7	Иваньковская	1937	13,0	15,0	100,0	577	107	5 000
8	Верхне-Свирская	1950	13,0	46,0	68,2	690	100	28 000
9	Каховская	1954	13,8	51,8	62,5	625	110	47 000
10	То же	1954	16,5	58,5	62,5	530	119	47 000
11	Новосибирская	1955	14,3	58,6	62,5	635	108	47 000
12	Энсо	1941—1947	15,2	24,0	100,0	605	100	7 000
13	Рыбинская	1940—1949	13,2	65,0	62,5	740	97	47 000
14	Кегумская	1939	15,9	18,8	107,1	533	107	3 500
15	Камская верт.	1953	15,0	21,8	125,0	727	82	3 000
16	Камская гориз.	1957	16,0	21,8	125,0	673	86	2 800
17	Нижне-Тулумская	1936	17,5	11,0	150,0	512	101	1 200
18	То же	1948	17,5	12,0	150,0	548	94	1 200
19	Цимлянская	1951	17,5	41,5	88,2	590	102	17 000
20	Волжская	1954	19,0	108,5	68,2	662	96	125 000
21	То же	1954	22,5	126,0	68,2	577	103	125 000
22	ЗАГЭС-2	1935	20,0	12,5	166,7	515	93	1 050
23	Маткожинская	1942—1951	21,5	20,3	150,0	546	91	2 100
24	Нарвская	1952	20,6	48,0	88,2	514	110	17 000
25	То же	1952	20,6	43,0	88,2	486	113	17 000
26	Павловская	—	22,0	42,5	88,2	445	119	15 000
27	Иркутская	1956	26,0	90,0	83,3	495	107	39 000
28	Ондская	1954	26,0	20,8	150,0	430	105	2 000
29	Днепродзержинская	1957	9,8	45,0	51,7	740	100	55 000
Радиально-осевые								
30	Бурждарская	1935	18,5	3,3	214,3	372	87	220
31	Буурдинская	1953	26,2	3,0	300,0	325	83	75
32	Кондопожская	1946	28,0	10,7	166,7	314	91	1 250
33	Тавакская	1940	30,0	18,0	150,0	335	86	2 900
34	То же	1952	30,0	18,0	150,0	335	86	3 200
35	Княжегубская	1953	34,0	33,0	100,0	258	109	8 000
36	Сходненская	1936	34,7	14,5	187,5	312	86	1 500
37	Комсомольская	1931—1951	35,5	21,0	150,0	292	92	3 200
38	Нивская 2-я	1933—1937	36,0	15,3	187,5	308	84	1 500
39	Днепровская	1946	36,3	75,0	83,3	300	97	33 000
40	То же	1949	36,3	73,5	83,3	296	99	36 000
41	АЦГЭС	1934	46,0	8,8	250,0	223	97	500
42	Ворзобская	1934	47,0	3,7	375,0	215	95	60
43	Мингечаурская	1952	52,0	61,5	125,0	260	91	12 500
44	Рионская	1930	60,0	12,6	300,0	235	84	470
45	Бухтарминская	1958	61,0	77,0	125,0	238	94	12 500
46	Баксанская	1935	90,0	8,8	500,0	197	80	80
47	Братская	1961	96,0	215,0	125,0	224	86	50 000
48	ДзороГЭС	1929	105,0	7,7	500,0	152	95	80
49	Ульбинская	1936	155,0	9,5	500,0	104	117	80
50	Гюмушская	1933	285,0	55,2	375,0	88	115	1 200

делять и основную искомую величину (в данном случае n_s) путем умножения на нее обеих сторон формулы. Следует отметить, что показатель степени при H , выбранный здесь равным 0,5, имеет некоторую зависимость от H (рост), что более заметно для гидротурбин мощностью выше 80—100 Мвт, здесь пока не учтенную.

Скорость вращения гидроагрегата в зависимости от величин N и H определяется по следующим предлагаемым нами формулам [соответственно (19) и (20)]:

$$C_{nk} = 655 \frac{H^{0,75}}{n_R N^{0,339}} = 1 \pm 0,09; \quad (21)$$

$$C_{nf} = 655 \frac{H^{0,75}}{n_f N^{0,426}} = 1 \pm 0,12. \quad (22)$$

В статье Зонабетти [Л. 66, 82] приведены коэффициенты быстроходности n_s (а также величины H , N и n) по 216 радиально-осевым гидротурбинам. Данные, перекрестно проверенные по различным источникам для 30 из 216 турбин, были приведены в табл. 2. Сравнительный анализ по этим турбинам показывает, что по 15 из них напор, приведенный у Зонабетти, в среднем на 8% меньше принятого расчетного. Для восьми агрегатов этот напор совпал с расчетным, а для семи агрегатов был выше на 5%. Таким образом, в среднем для всей выборки напор, взятый у Зонабетти, ниже расчетного примерно на 4%. Для трех гидроагрегатов обнаружены некоторые расхождения в мощности на валу гидротурбины, а в двух случаях (из 30) у Зонабетти были допущены арифметические ошибки при подсчете коэффициента быстроходности.

Изложенная оценка статистического материала, собранного Зонабетти, обязала нас провести обработку его отдельно от данных, приведенных в табл. 2, имея целью контрольную проверку формул (20) и (22).

Из 186 гидроагрегатов (оставшихся от 216 за изъятием указанных выше 30) при сплошном их просчете по 36 агрегатам были найдены весьма существенные расхождения в коэффициентах быстроходности (выше, чем на 4 единицы), приведенных у Зонабетти и многократно пересчитанных (по H , N и n) нами. Причина этих расхождений может быть или в неправильных вычисле-

Продолжение табл. 4

№ п/п.	Гидростанция	Страна	Год монтажа	H, м	N, Мвт	n, об/м·ч	n _s	C _{нf} , %
111	Тригнас	Франция	1945	146,5	17,03	630	179	72
112	Фэснэйкил	Англия	1952	149,0	24,39	375	131	101
113	Сан-Франциски-2	США	—	157,0	15,47	450	118	105
114	Тэльюла фолс	США	—	159,0	12,21	514	116	105
115	Эль Ниол	Аргентина	1949	167,2	17,25	630	153	79
116	Предазо	Италия	1949	176,0	9,72	750	134	85
117	Проспект-2	США	1928	179,5	17,25	514	121	98
118	Санта Кристина	Италия	1949	183,0	35,03	375	121	101
119	Ново	Франция	1951	185,0	9,00	630	97	114
120	Галлето	Италия	1911	193,0	34,35	375	116	104
121	Пит Ривер-5	США	1944	192,0	36,80	300	94	127
122	Боткэн фолс	США	—	194,0	8,25	730	108	99
123	Датч флэт	США	1943	196,0	21,35	400	92	124
124	Марсиллак	Франция	1951	196,5	13,31	630	110	103
125	Сэнтитлер	США	—	200,0	23,90	450	107	106
126	Роуз	Франция	1949	202,0	5,81	750	88	116
127	Клой	Франция	1949	203,0	3,38	1 000	89	110
128	Винтро	Франция	—	210,0	8,40	750	100	103
129	Тейре ле Шато	Франция	1950	212,0	15,10	600	107	100
130	Бюфорт	Швейцария	1934	220,0	7,00	750	86	116
131	Коскил	Италия	1947	223,0	5,67	1 000	102	95
132	Зонико Седеголо	Италия	1947	225,0	23,40	500	102	105
133	Афаурер	Марокко	1954	228,5	47,80	428	123	87
134	Уотервил	США	1930	232,0	36,63	430	99	110
135	Ла Дернр	Швейцария	1944	233,0	4,19	1 000	83	111
136	Горрита	Италия	1950	235,0	21,70	500	93	112
137	Би-Крик — 3	США	1923	242,0	29,80	428	90	116
138	Бойе	Франция	1950	245,0	8,36	750	82	116
139	Сондехавн	—	1934	247,0	21,20	500	87	117
140	Провиденца	Италия	1939	270,0	46,85	450	104	98
141	Спей-Плэнт	Канада	1953	277,2	45,65	450	99	102
142	Нантахала	США	1944	283,0	44,20	450	96	104
143	Тунгатнах	Тасмания	1953	289,7	25,80	630	94	101
144	Валакимарра	Италия	1952	290,0	12,10	1 000	107	84
145	Кастель	Италия	1937	313,0	15,53	730	83	106
146	Форцасава-1—2	Бразилия	1953	344,6	34,60	630	88	101
147	Лимберг	Австрия	1954	353,0	62,30	500	95	96
148	Сан Леонардо	Швейцария	1934	417,0	28,70	1 000	105	76
149	Сафиен Плац	Швейцария	1954	422,0	44,20	750	94	87
150	Лямберг	Австрия	1954	454,0	46,59	750	90	88
	Минимум	—	1908	15,2	0,43	88	87	58
	Максимум	—	1955	454,0	84,70	1 200	446	128

ниях и опечатках по n_s или в опечатках H , N и n (что более вероятно, особенно в части n).

Данные по 150 гидроагрегатам (установленным в 30 странах всех пяти континентов), не имеющие таких дефектов, приведены в табл. 4, в ней же даны коэффициенты относительной быстроходности C_{nf} , вычисленные по формулам (20) и (22), так как $C_{n_s k} = C_{nf}$ и $C_{n_s f} = C_{nh}$.

Таблица 5

№ п/п.	Гидростанция	Год монтажа	H, м	N, Мвт	n, об/мин	n _s	C _{нf}
1	Раанаасфосс	1920	12,30	8,80	107	508	86
2	Рерос	1931	15,40	1,18	375	492	67
3	Лаура рива	1957	17,00	5,20	163,6	399	88
4	Бендален	1934	17,75	1,03	214	220	138
5	Киккельсруд	1936	18,00	3,31	187,5	339	97
6	Гоулден фолс	1944	18,00	4,70	187,5	404	83
7	Киккельсруд	1935	18,00	6,76	150	387	90
8	Ферде	1933	19,00	1,00	500	463	63
9	Гравфосс	1931	19,00	8,85	125	345	100
10	Салсбрукет	1939	19,50	1,30	375	385	77
11	Нустадфос	1936	19,50	2,87	250	381	82
12	Хафслунд	1935	19,50	7,36	150	366	92
13	Боррегаард	1930	19,60	7,36	135	328	102
14	Боррегаард	1937	20,20	7,60	135	320	103
15	Хафслунд	1937	20,50	7,73	150	351	94
16	Пледантвалей	До 1960	20,70	2,59	257	344	88
17	Леффел (фирма)	До 1959	20,70	1,10	327	286	99
18	Плисант	До 1960	20,70	2,60	257	346	87
19	Лойза	До 1957	20,70	1,10	327	286	99
20	Меркфосс	1931	21,00	8,46	150	357	91
21	Вайтаки	До 1950	21,30	16,90	125	412	82
22	Тролендсфосс	1933	23,00	1,77	230	224	124
23	Лауренс	До 1955	24,40	58,10	94,7	492	71
24	Даллес дэм	До 1957	24,7	3,30	277	336	83
25	Недре	1930	25,00	2,42	375	385	71
26	Атизмьюри	1958	25,00	22,10	125	388	82
27	Ла Кэйв	1953	25,00	26,50	94,7	322	101
28	Гаур	1953	26,40	6,20	214	328	86
29	Аунгофосс	1959	27,00	139,80	150	106	33
30	Улефоссен	1930	27,10	1,88	375	306	84
31	Гэл Ойа	До 1954	27,10	2,40	333,3	307	85
32	Массенйар	—	27,40	2,10	428	362	71
33	Атиамури	1957	27,70	22,10	125	341	89
34	Гоуст Инкстенши	1954	28,00	22,10	150	405	75
35	Стоунбайез	1927	29,00	2,90	375	350	74
36	Арднакраша	1929	28,5	22,10	150	396	75
37	Евре	—	30,00	2,36	375	302	82
38	Ратнерос	—	30,00	4,71	375	427	61
39	Виангала	1946	30,00	7,40	300	428	90
40	Чатьюж	До 1955	30,50	10,20	180	296	92
41	Партебода	—	32,30	15,70	167	318	87
42	Лакса	1938	33,50	1,47	500	278	82
43	Пирэйбэнкэ	До 1955	33,50	40,40	109	317	83
44	Ставангер	1934	34,00	5,51	250	263	94
45	Лафорсен	—	34,20	15,80	150	266	100
46	Вакамури	До 1955	34,50	25,80	136,3	306	104
47	Тангленд	1935	35,00	12,80	214	332	79

№ п/п.	Гидростанция	Год монтажа	Н, м	N, Мвт	п, об/мин	n _s	C _{пф}
48	Поинт каюбета	До 1960	35,00	45,60	115,4	337	85
49	Чандлер	До 1958	36,00	6,30	240	252	97
50	Ириклинская	1957	36,00	7,50	214	245	101
51	Зейхан	—	36,90	23,60	125	246	107
52	Камфоссен	1934	37,00	1,62	500	257	85
53	Сронмо	1957	37,00	5,10	300	274	86
54	Станция 4Н СССР	1948	37,00	6,80	300	316	77
55	Сулительма	1933	38,00	3,54	375	276	82
56	Бовинг (фирма)	1952	38,00	43,40	107	275	99
57	Кисте	1935	40,00	1,62	500	233	90
58	Норд-Тренделаг	1938	40,00	5,52	300	258	89
59	Месна	1933	42,00	1,10	750	271	73
60	Алоуэтт	1928	42,00	10,50	200	224	105
61	Кимберленд	1953	42,70	18,40	163,6	237	102
62	Турифосс	1932	43,00	1,84	500	227	90
63	Роксбург	—	45,10	41,20	136,4	276	90
64	Луичарт	1954	46,00	12,30	250	270	84
65	Пельтон	1958	46,00	32,50	138	243	100
66	Виангала	1946	47,00	7,40	300	246	88
67	Масл	1957	47,00	36,80	150	273	88
68	Пуплинкью	1956	47,50	16,50	250	300	76
69	Пиказо	1954	48,00	9,50	300	270	80
70	Сарроби	До 1953	48,00	11,60	300	298	74
71	Кендин	1936	48,00	12,10	250	254	87
72	Сторфинфорсен	До 1953	48,50	34,60	150	255	110
73	Батлаз Джодж	1951	49,00	12,60	250	252	88
74	Свеан	1937	50,00	1,10	300	87	208
75	Харрселе	1958	52,70	64,80	125	261	91
76	Тоз коув	1942	53,00	2,10	514	192	97
77	Тоз коув	1951	53,00	2,60	514	214	88
78	Боннингтон	1927	53,00	5,20	375	221	90
79	Каштелу ду Боди	1951	53,00	53,60	214	405	58
80	Умтри (Ассам)	До 1957	53,4	2,60	500	206	91
81	Бейлефосс	1930	54,0	4,78	375	206	94
82	Вейтнах	1957	54,0	14,40	250	239	88
83	Арапуни	1934	56,00	18,40	214	221	81
84	Тэйбл рок дэм	1955	57,90	50,00	128,6	206	116
85	Эгерзунд	1936	58,50	1,10	750	179	94
86	Хегефосс	1930	59,00	6,50	250	144	132
87	То же	1932	60,00	2,80	375	138	129
88	Хефейнли	До 1960	60,00	32,40	187,5	236	90
89	Чарквито II	1961	62,00	12,10	400	294	66
90	Спиламешн	1955	63,00	2,20	600	185	92
91	Сен зъен Кантоль	1945	63,00	25,00	214	222	91
92	Варангер	1939	65,50	1,84	750	202	82
93	Олгедал	1932	68,00	1,38	500	111	143
94	Шейвэтлэнс	1955	67,00	1,50	600	142	114

№ п/п.	Гидростанция	Год монтажа	Н, м	N, Мвт	п, об/мин	n _s	C _{пф}
95	Райхэнд	До 1959	68,40	56,70	150	212	97
96	Пикотэ	1957	70,10	61,70	166	237	86
97	Айоурер	До 1952	70,40	47,80	427	534	38
98	Анчикайя	1945	71,00	12,60	257	163	112
99	Анчикайя	1956	71,00	23,60	257	223	85
100	Эилдон	—	71,60	60,50	150	206	98
101	Волда	1937	72,00	1,07	750	136	112
102	Старноррфорс	1959	73,00	131,10	125	248	86
103	Мэйлэкэнд	1938	74,00	3,50	600	190	85
104	Мэйлэкэнд	1951	74,00	5,20	500	194	86
105	Шаннон риве	1931	74,00	5,30	500	196	85
106	Силван	До 1960	75,00	32,90	250	240	79
107	Труйере	До 1960	75,00	34,00	230	224	85
108	Синнакросс	1956	76,00	16,40	375	250	72
109	Бьеркаасен	1933	77,00	1,91	600	134	114
110	Станция 2Н СССР	1948	77,00	7,50	428	190	90
111	Синнакросс	До 1959	77,40	4,10	500	163	98
112	Квооч	До 1959	77,70	21,20	300	221	82
113	Меракер	1930	79,00	5,88	375	142	115
114	Эгль	1946	80,00	50,00	187	204	93
115	Кабрил	До 1960	80,00	50,00	214	233	81
116	Виллсон	1957	80,20	60,40	180	215	89
117	Улвунд	1938	81,00	1,66	750	147	100
118	Батт Валея	До 1959	85,30	40,50	200	181	100
119	Карибо	1958	85,90	103,00	167	239	81
120	Хольес	1960	86,60	67,30	187,5	214	87
121	Гленмористон	1958	87,00	18,40	375	224	64
122	Сант Пьерре	До 1956	88,00	46,50	214	200	90
123	Папанасам	1944	91,00	7,20	600	211	73
124	Салто Гранде 2	—	91,00	28,00	300	208	82
125	Варагамба	До 1960	91,00	50,80	214	200	89
126	Сарийар	1957	92,90	65,10	187	194	92
127	Лос Пирес	До 1954	93,30	54,30	214	200	88
128	Салто Гранде 1	—	95,0	25,10	257	160	103
129	Чильфорсен	1947—1954	95,00	95,00	167	202	91
130	Сидварангер	1938	97,00	1,99	750	127	107
131	Леффел (фирма)	До 1953	98,70	23,80	277	160	101
132	Фурнас	1961	98,70	165,60	150	229	81
133	Джорж-дэм	До 1959	99,10	33,10	257	174	94
134	Ласса	1952	102,00	1,30	1 000	130	100
135	Виктория фолс	1954	103,00	3,10	750	148	92
136	Пунтледжи	1955	103,70	25,80	277	156	103
137	Вэйатинах	До 1960	104,00	28,70	300	179	89
138	Виктория фолс	1938	107,00	1,10	1 000	112	111
139	Киева	1944	108,00	13,60	428	168	99
140	Кабрил	До 1955	108,00	48,50	214	158	103
141	Свильтинген	1939	110,00	3,57	500	99	135

№ п/п.	Гидростанция	Год монтажа	Н, м	N, Мвт	п, об/мин	n _s	С _п
142	Маркеванн	1936	110,00	5,57	550	134	103
143	Пайрипэю	1942	110,00	20,60	333	156	97
144	Сэйлиме	1955	112,50	36,80	300	183	85
145	Тривэллин	1955	113,00	20,60	375	170	88
146	Ламсимфа	1945	114,00	5,20	600	136	99
147	Станция ИН СССР	1949	114,00	8,40	500	143	98
148	Луфурафранки	1937	114,00	11,00	375	123	116
149	Бор	1952	114,00	90,00	150	141	118
150	Меджел мейдн	1950	115,0	2,40	1 000	152	83
151	Лоуер-вайт	До 1952	115,20	4,90	480	104	129
152	Гленли	1935	116,00	13,80	428	154	93
153	Сэлмонде	1950	120,00	21,30	428	183	79
154	Коницада	—	121,00	30,90	300	153	97
155	Кабрил	1954	121,00	50,00	214	139	111
156	Притц-Имст	—	121,70	26,50	375	176	84
157	Бхакра-Нангал	1960	121,90	110,30	167	160	103
158	Кочнатель	1957	121,90	61,80	250	179	87
159	Серре-Пансон	До 1959	124,40	84,10	214	174	91
160	Мандал	1931	125,00	1,47	750	80	147
161	Скар	1932	125,00	1,55	750	82	152
162	Беренфолс	1934	126,00	1,50	1 000	107	110
163	Кешлаи	До 1960	130,00	11,90	500	145	93
164	Ф. Пикс	1930	131,00	1,90	1 000	115	102
165	Херландсфоссен	—	135,00	3,13	600	85	140
166	Копфенте	1953	136,00	41,20	300	153	90
167	Алдеадавила	1960	139,00	125,00	187,5	162	95
168	Трангслет	1959	140,00	103,00	214	166	91
169	Франко-тоси (фирма)	До 1953	141,00	30,90	375	158	87
170	Притц-Имст	—	142,00	33,90	375	164	84
171	Нидерварга	—	144,00	23,60	375	135	99
172	Тромсе	1939	146,00	2,65	750	89	128
173	Лейк Колеридж	1930	146,00	9,30	500	111	112
174	Истад	1934	148,00	2,21	750	80	139
175	Роуденс	До 1953	150,50	35,30	375	156	86
176	Тафьнорд	1937	152,00	8,83	600	123	70
177	Сан-Анжело	До 1957	156,5	29,8	375	137	97
178	Ренах	1931	157,00	16,20	500	134	93
179	Ренах	1937	157,00	17,70	500	139	91
180	Кона Бруг	1958	160,00	4,40	1 000	136	82
181	Норд-Тренделаг	1937	160,00	8,62	500	95	124
182	Норд-Тренделаг	1938	165,00	6,63	500	80	142
183	Шут-де-пасс	До 1960	165,00	147,00	200	151	95
184	Лейк Ечоу	1956	168,00	34,10	428	153	83
185	Фаллафосс	1932	170,00	9,20	500	91	126
186	Сталон (проект)	1961	171,60	110,50	250	156	88
187	Лоухей	1958	172,00	24,40	500	146	84

№ п/п.	Гидростанция	Год монтажа	Н, м	N, Мвт	п, об/мин	n _s	С _п
188	Амбуклао	1957	174,10	39,50	360	132	95
189	Маринел	До 1957	178,90	66,90	333	153	85
190	Эл Ниуил-1	До 1957	184,30	19,90	600	145	81
191	Саудефолденс	1935	188,00	6,22	750	59	108
192	Деверо	—	200,00	5,20	750	84	121
193	Лос-Коуче	—	200,00	12,00	750	127	85
194	Вайкарамоана	1931	200,00	20,60	428	95	117
195	Итупараранга	1926	206,00	19,50	600	125	89
196	Нарвик	1930	225,00	8,46	750	92	108
197	Кара фолз	1931	228,00	4,40	1 000	87	108
198	Санда	—	230,00	22,10	500	97	108
199	Гитзега	1960	246,90	30,00	428	88	118
200	Снои Маунтинз MI B	1955	247,00	30,90	428	90	115
201	Поул-хилл	До 1954	248,50	35,00	450	99	105
202	Заахейм	—	255,00	5,00	1 000	81	111
203	Месна	1936	260,00	9,20	750	80	116
204	Ремпен	—	260,00	16,60	500	72	135
205	Мерел	—	260,00	18,30	750	113	87
206	Тазан	До 1955	261,00	35,40	500	105	98
207	Келжерн	—	266,80	45,60	450	104	99
208	Берсимис	1958	267,10	131,00	277	108	103
209	Маудал	1936	270,0	9,20	750	77	120
210	Клечен	1955	273,00	41,20	428	92	110
211	Добсинна	—	277,00	10,70	1 000	107	86
212	Рьюканфос	—	280,50	12,90	600	69	133
213	Котерно	—	281,00	11,00	750	80	113
214	Соверзене	—	284,00	55,00	360	85	126
215	Лагунета	—	287,00	20,40	720	102	92
216	Гленшир	—	292,70	41,20	428	83	117
217	Индлиа	—	293,0	12,90	1 000	109	83
218	Вербано	—	296,00	29,90	600	98	99
219	Фестинног	До 1960	296,00	77,30	428	113	90
220	Эскарра	—	316,00	5,90	1 000	68	121
221	Прада	1957	316,20	35,60	600	99	94
222	Флэйтирон	До 1954	320,00	35,30	514	83	110
223	Снои Маунтинз T-1	До 1960	325,00	95,00	375	98	101
224	Фиастроне	—	333,00	14,80	1 000	100	85
225	Сенгулам	—	371,90	12,00	500	39	202
226	Перийар	До 1959	373,40	40,50	750	108	80
227	Битто	—	374,00	10,80	1 260	93	85
228	Сан-Барголо	До 1956	375,90	28,70	428,6	51	166
229	Тингамбато	1957	380,10	53,00	600	96	91
230	Сан-Агустин	1957	388,10	33,50	750	93	90

№ п/п.	Гидростанция	Год монтажа	H, м	N, Мвт	n, об/мин	n _s	C _{nf}
231	Токки-1	До 1958	395,00	110,40	375	83	109
232	Силс	1961	412,00	64,80	600	96	89
233	Парадела	1959	430,00	55,90	600	85	97
234	Феррера	1961	520,00	73,60	750	95	80
В среднем							95,5

Примечания: 1. По 54 гидроагрегатам, взятым из проспекта фирмы „Кварнео“ за 1930—1939 гг. $C_{nf} = 1,023$
 2. По 6 гидроагрегатам, взятым из [Л. 88] $C_{nf} = 0,990$
 3. По 111 гидроагрегатам, взятым из [Л. 91] за 1949—1961 гг. $C_{nf} = 0,947$
 4. По 63 гидроагрегатам, взятым из проспекта фирмы „Инглиш Электрик“ (XII.55 г.) $C_{nf} = 0,900$
 5. Итого по 234 гидроагрегатам $C_{nf} = 0,955$

Средний коэффициент относительной быстроходности C'_{nf} для этих гидроагрегатов весьма близок к 1 (меньше на 4%), что дополнительно подтверждает правильность формул (20) и (22):

$$C'_{nf} = 0,96 \pm 0,11 \text{ (по табл. 4).} \quad (23)$$

Отношение минимального значения к максимальному . . . $0,46 = \frac{58}{128}$

Доля отклонений C'_{nf} от 0,96, не превышающих $\pm 0,25$ 0,92

Плотность распределения при $C = 0,87 \rightarrow 1,06$, % на 0,01 C 2,70

Несколько пониженное значение этого коэффициента C'_{nf} не может быть объяснено увеличенным (на 7—8%) значением напора, в действительности не имеющим места, так как данные выборки (см. выше) по 30 гидроагрегатов дают величины напора, несколько уменьшенные (на 4%); это расхождение может быть объяснено повышенной фактической быстроходностью рассмотренных турбин (вообще более современных, чем в табл. 2).

По данным в [Л. 87, 88 и 91, 92] в табл. 5, 6 приведены (как контрольные) результаты вычисления C_{nf} и C_{nh} еще по 303 гидротурбинам.

№ п/п.	Гидростанция	Год монтажа	H, м	N, Мвт	n, об/мин	n _s	C _{nh}
1	Сент-Мало	До 1959	5,5	9,0	83,3	1097	82
2	Изола Серафини	До 1959	6,0	12,5	53,6	744	119
3	Бирсфелден	—	6,7	22,1	68,2	1192	75
4	Лауер	—	7,2	0,9	225,0	668	91
5	По	До 1954	8,0	9,4	93,8	788	95
6	Кантокоски	1960	8,5	7,4	100,0	693	101
7	Йохенштейн	До 1957	9,6	29,0	65,2	766	101
8	Клифф	До 1953	10,0	10,5	115,3	775	87
9	Кэмбейрэк	—	10,6	5,1	150,0	652	94
10	Темпл сюр лэт	До 1953	10,8	12,4	107,1	712	93
11	Шардинг-Нейхауз	До 1957	11,0	23,4	83,3	742	95
12	Ст. Мэйло	1955	11,0	6,6	88,2	417	147
13	Валайаскоски	1959	11,2	24,9	75,0	673	104
14	Пайн фолс	До 1950	11,3	14,0	94,7	631	104
15	Русфорс	1960	11,7	40,5	71,4	775	94
16	Цеспедс	—	12,1	7,8	250,0	1137	52
17	Чено	До 1950	12,2	15,5	94,7	605	106
18	Нейвирид	—	12,4	33,4	83,3	763	90
19	Ибс Персенбейг	1958	12,4	32,3	68,2	614	111
20	Нэвирид	—	12,6	24,6	83,3	643	103
21	Бьюрфорс Евре	1959	13,5	17,4	107,1	637	96
22	Иерквиссл	1959	13,6	43,8	75,0	700	97
23	Олд Хикори	1958	13,7	25,8	75,0	533	120
24	Рок Айлсэнд дэм	1953	13,7	25,0	100,0	700	91
25	Варьен	1931	14,1	11,2	46,9	211	272
26	Ринкон	1959	14,6	36,4	79,0	624	103
27	Свартзалфорсен	1954	15,2	22,7	107,1	628	95
28	Аржентат	—	16,5	14,7	150,0	637	86
29	Олд-плэнт	—	17,7	7,1	180,0	487	100
30	Габелле	До 1950	18,2	25,7	120,0	598	92
31	Оуэн-фолс	До 1954	19,1	15,5	150,0	546	94
32	Бьюрфорс-Нидри	1959	19,5	24,9	125,0	560	97
33	Вилбур дэм	До 1952	20,4	8,5	180,0	446	103
34	Даллес дэм	До 1957	22,1	13,8	200,0	570	81
35	Бергсфорсен	1949	22,8	35,6	115,3	510	100
36	Приест Рапидс	1956	23,7	84,0	85,7	553	100
37	Нью-Морган	До 1953	24,3	82,0	85,7	530	103
38	Ионуоски	1959	24,5	54,4	115,0	580	89
39	Даллес дэм	До 1957	24,6	91,2	85,7	551	99
40	Борнхарт-Айлсэнд	1959	24,6	58,2	94,7	486	107
41	Пиче Хилл	1958	24,7	41,2	125,0	535	94
42	Арднакраша	1934	25,2	22,4	166,7	515	90
43	Янаицу	До 1955	25,8	39,4	150,0	596	82
44	Анттокоски	1959	25,8	34,5	142,7	531	89
45	Пиртикоски	До 1959	26,5	60,0	115,4	547	92
46	Келгэри	До 1952	26,6	45,6	450,0	184	264
47	Стадфорсен	1937	27,0	35,1	125,0	443	106

№ п/п	Гидростанция	Год монтажа	$H, м$	$N, Мвт$	$n, об/мин$	n_s	C_{nk}
48	Хеллефорсен	1946	27,0	42,3	125,0	487	99
49	Айси Харбор	1960	27,7	105,1	90,0	535	98
50	Рива (фирма)	До 1955	27,7	25,3	166,7	487	92
51	Рио-гранде	—	29,6	5,1	225,0	272	133
52	Гангувал	1951	29,9	59,8	166,7	685	69
53	Умлуспен	1953	30,0	40,4	150,0	502	90
54	Мидскогефорсен	До 1950	30,4	40,5	136,3	448	100
55	Донье	—	30,5	19,5	187,5	427	97
55	Хойюм	1939	31,0	50,0	163,3	583	78
57	Балфорсен	1954	31,0	37,6	150,0	463	96
58	Олиде	1910	32,0	9,3	187,5	277	137
59	Форсмо	1957	34,0	38,2	167,0	464	91
60	Порси	1960	35,9	96,3	115,0	474	96
61	Россхауптен	До 1958	37,0	24,5	200,0	401	96
62	Филпотт	—	46,3	6,9	227,0	182	165
63	Каунти Килдорс	1944	46,9	15,8	300,0	358	91
64	Варгфорс	1961	48,0	61,0	150,0	342	109
65	Троллхэттан	—	51,8	64,0	150,0	318	114
66	Лейсили	1956	52,0	64,1	150,0	318	113
67	Махаммадпур	До 1950	53,0	3,1	125,0	568	45
68	ЧССР	До 1956	56,0	50,1	250,0	427	80
69	Орлик	—	71,0	92,0	200,0	343	94
В среднем							102

Из сравнения формул (21) и (22) видно, что при одних и тех же скорости вращения n и расчетном напоре H значительно выгоднее применять осевые, чем радиально-осевые гидротурбины, как дающие большую мощность, поэтому есть смысл направить усилия на разработку проектов осевых (лопастных) гидротурбин и для гидроэлектрических станций с высоким напором. А. А. Морозов в 1948 г. дал общее предложение в этом смысле.

При одних и тех же расчетном напоре и скорости вращения увеличение мощности осевых гидротурбин (против радиально-осевых) равно для машин в 1 Мвт на 29%, для 10 Мвт на 40%, для 100 Мвт на 53% и для 1000 Мвт на 67%.

Соответствующие зависимости для формул (19)—(22) представлены на рис. 2 (где, как и во всех остальных рисунках, принято, что $C=1$).

Для отечественных гидроагрегатов (в сравнение взято 50 гидротурбин — см. табл. 2), имеющих несколько повышенную относительную скорость вращения (n^*), коэффициент C имеет более узкие колебания

$$C_{nk} = 0,99 \pm 0,06; \quad (24)$$

$$C_{nf} = 0,93 \pm 0,07. \quad (25)$$

Отклонения отдельных значений этих относительных постоянных от их арифметической середины, устанавли-

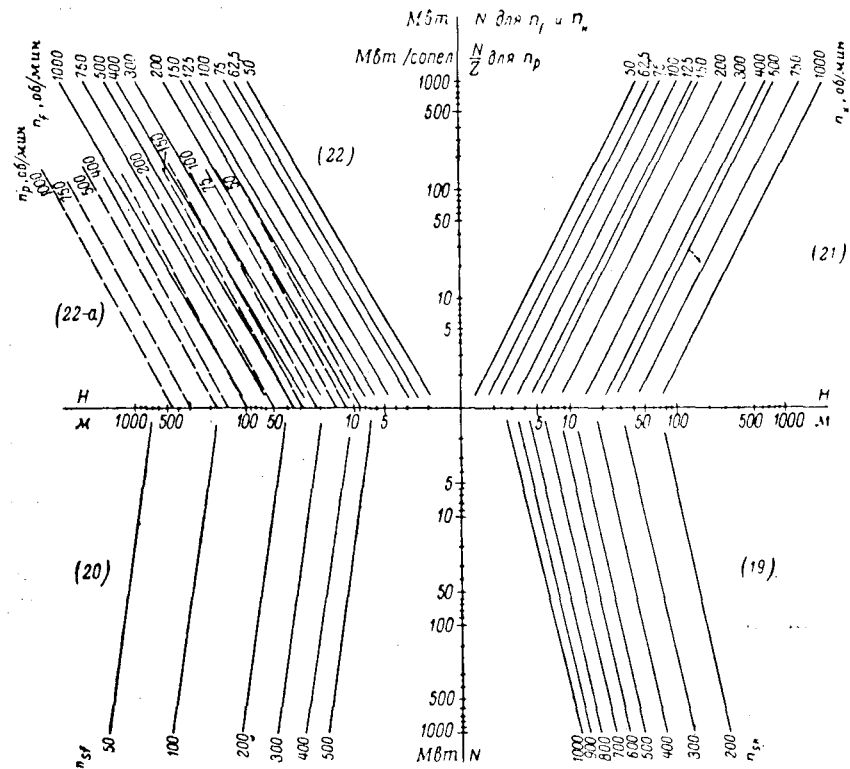


Рис. 2. Зависимость коэффициента быстроходности [$n_{s,k}$ — формула (19) и n_{sf} — формула (20)] и скорости вращения [n_k — формула (21), n_f — формула (22) и n_p — формула (22а)] гидротурбины от ее мощности на валу и расчетного напора гидростанции.

ваемые приведенными выше формулами, лежат в столь узких пределах (для отечественных агрегатов 6—7%), что дают возможность очень точно выбрать скорость враще-

ния гидроагрегата (при данных H и N), учитывая весь позитивный опыт в истории развития гидротурбостроения.

В свете изложенного следует критически отнестись (в части гидрогенераторов) к указанию [Л. 86, стр. 659] о том, что «... с ростом скорости для всех электрических машин предельная мощность уменьшается соответственно закону

$$Sn \rightarrow \text{const}, \quad (26)$$

в то время как в действительности согласно формулам (21) и (22)

$$nS^{0,4} = 655H^{0,75} \left(\frac{\eta}{\cos \varphi} \right)^{0,4} \cdot 10^{-3}. \quad (27)$$

Ясно, что напоры различных ГЭС не равны друг другу и не могут быть постоянной величиной (величина $\eta/\cos \varphi$ близка к const) и даже если бы напоры были постоянными, все равно зависимости (26) не существовало бы.

Установление формулы для коэффициента относительной быстроходности для ковшовых (струйных) турбин представляет значительные трудности (табл. 7) вследствие того, что к трем взаимосвязанным номинальным величинам: расчетный напор, скорость вращения и мощность на валу турбины — добавляются еще две: число колес K и число сопел Z на агрегат.

Разыскивая связь (для этих турбин) между скоростью вращения и расчетным напором и беря при этом в сравнение (графически) такие из этих двух величин, для которых остальные три (N , K , Z) постоянны, можно прийти к выводу, что в двойных логарифмических координатах эта связь достаточно прямолинейна и удовлетворяет условию

$$n = A_H H^{0,75}.$$

Степень при H в зависимости от сочетания величин N , K , Z довольно заметно колеблется (ее медиана равна 0,68, мода $\sim 0,75$, а арифметическая средняя 0,93).

Заметной закономерности в указанном варьировании нет: зависимости от числа колес нет, и только для числа сопел $Z=1$ (на агрегат) степень при H имеет некоторую

№ п/п.	Гидростанция (фирма, страна)	Год монтажа	H , м	N , Мвт	n_p , об/мин	C_{np} , %
--------	------------------------------	-------------	---------	-----------	----------------	--------------

1 сопло на 1 колесо

1	Кайлимби	1953	192	2,4	600	53
2	Гагринская	1936	265	0,8	750	96
3	Фенистрил	До 1953	280	6,4	500	65
4	Лаксапана	До 1952	450	10,7	600	63
5	Алма-Ата-1	1953	520	5,3	600	94
6	С-Массенза	До 1951	590	75,1	428	54
7	Эже	1913	710	3,7	500	164
8	Плима-Лэза	1956	951	53,2	500	71
9	Рива (фирма)	До 1951	1 030	45,6	500	80
10	Биссорт	1933	1 130	29,4	600	85

В среднем 83

2 сопла на одно колесо

11	Пасси	—	355	12,9	428	92
12	Каланкоски	—	400	10,3	500	92
13	Ле Пуже	1951	443	39,3	300	90
14	Лаксапана-1	—	457	8,3	600	94
15	Лаксапана-2	—	457	12,0	500	98
16	Бауфархабен	1944	480	39,5	210	147
17	Герлосверк	1944	585	15,4	600	88
18	Оберхасли-2	1925	650	41,3	429	89
19	Шоко-1	1929	665	33,6	360	119
20	Аура южный	1956	740	57,8	428	86
21	Аура северный	1956	790	23,3	500	102
22	Онера-1	1950	840	42,1	250	184
23	Усса	1945	850	30,2	600	89
24	Мончениса	1925	1 020	19,3	500	149
25	Розелехо	1957	1 201	82,8	428	108
26	Саланф-Мьевиль	1950	1 447	35,7	500	149

В среднем 111

2 сопла на 2 колеса

27	Нухинская	1936	165	0,8	600	112
28	Тарралах	До 1951	286	15,5	428	72
29	Тайгер-Крик	1931	363	26,5	225	134
30	Серра-до-Кубата	1938	655	54,3	360	97
31	Кингс-ривер	1927	683	29,5	360	128
32	Сямего	1955	730	110,4	300	95
33	Капрун	1945	753	47,1	500	82
34	Артиас	1952	756	33,1	600	84
35	Лунг-Чиен	1956	855	53,0	514	83

№ п/п.	Гидростанция (фирма, страна)	Год монтажа	<i>H</i> , м	<i>N</i> , Мвт	<i>n_р</i> , об/мин	<i>C_{п.р.}</i> , %
36	Вальпеллинс	1957	962	72,9	428	98
37	Прагнере	1950	1 221	80,2	428	111
38	Шандолин	1939	1 742	20,0	500	182
В среднем						105
3 сопла на 1 колесо						
39	Рио-Синка	1922	450	15,1	500	102
40	Хьартдола	—	555	53,3	428	86
41	Кундах-2	—	713	36,8	428	118
В среднем						102
4 сопла на 1 колесо						
42	Карло-Чиконья	1929	152	10,8	250	116
43	Палю	1927	262	9,4	500	93
44	Бридж-ривер	До 1953	341	45,6	300	101
45	Синчетта	1931	346	22,1	428	96
46	Аирзероуфтис	1948	362	32,9	375	95
47	Храмская-1	1947	370	38,1	375	92
48	[Л. 91—V 3, № 2, 1951]	—	435	58,8	300	109
49	Койна	1956	476	64,1	300	114
50	Гваделупа-2	1958	537	47,9	450	92
51	Гросно	До 1959	600	107,0	333	99
52	Дарьяльская	1958	630	65,0	500	98
53	Педрас	1954	682	65,9	450	99
54	Кемано	1954	760	110,0	328	118
55	Брит. Колумбия	1951	762	110,2	377	88
56	Фойж	До 1957	973	39,2	750	94
В среднем						99
4 сопла на 2 колеса						
57	Колумбия	До 1928	115	0,6	600	123
58	Поунайя	До 1928	125	0,8	500	142
59	Бесдорнау	1939	187	5,4	375	117
60	Ю. Америка	До 1928	200	1,5	750	104
61	Гэмпил	До 1951	205	4,6	500	95
62	Куретсубо	1922	212	7,4	375	115
63	Курокаво	1916	243	6,2	360	143
64	Мала Церква	1942	287	5,9	600	120
65	Гизельдонская	1930	289	8,1	500	106
66	Мальтниц 3	1942	315	7,6	500	113
67	Норе	1928	316	26,9	300	119
68	Веллатзьюэл	1955	341	13,2	500	102
69	Таширогава	До 1930	349	20,2	375	114

№ п/п.	Гидростанция (фирма, страна)	Год монтажа	<i>H</i> , м	<i>N</i> , Мвт	<i>n_р</i> , об/мин	<i>C_{п.р.}</i> , %
70	Финлариж	—	379	30,0	375	104
71	Ахензее-2	1928	380	22,8	500	87
72	Штубах-2	1940	384	11,8	500	113
73	Вила-Ново	1951	395	26,5	428	99
74	Хоченган	1940	455	37,0	400	101
75	Жуан-Кароссио	1951	456	22,8	514	98
76	Маусоурна	—	597	57,5	428	98
77	Монтпеза	—	625	59,7	428	100
78	Мальговер	1954	740	77,3	428	102
79	Капрун-Лимберг	1951	753	61,1	500	98
В среднем						106
5 сопел на 1 колесо						
80	Карло-Чиконья	1929	152	10,8	250	125
81	Кундах-1	—	317	21,2	428	100
82	Бридж-ривер-2	1958	341	60,4	300	98
В среднем						108
6 сопел на 1 колесо						
83	Карибоу-2	До 1959	335	55,9	240	120
84	Бридж-ривер	До 1956	341	45,6	300	118
В среднем						119
7 сопел						
85	Онера-2	1956	796	47,5	1 000	70
В среднем (по таблице)						100

тенденцию к понижению (против 0,75). Выбрано общее модальное значение степени 0,75, к тому же численно совершенно точно совпадающее со значениями степени при *H* для двух других типов гидротурбин [формулы (21) и (22)] и близкое к медианному значению 0,68.

Далее был установлен (по аналогии с изложенным выше) вид зависимости

$$\frac{H^{0,75}}{n} = A_N N^{0,4}$$

Степень 0,4 при *N* не зависит от числа колес на агрегат и от числа сопел на агрегат и на колесо, и отдельные

ее значения колеблются в довольно узких пределах. Заметим, что величина степени при N очень близка к ранее найденной для двух других типов турбин [формулы (21) и (22)].

Далее разыскивалась зависимость

$$\frac{H^{0,75}}{nN^{0,4}} = A_z Z^a,$$

которая определялась, исходя из следующих фактических данных:

Z	1	2	3	4	5	6	7
$\frac{H^{0,75}}{nN^{0,4}} 10^5$	524	520 530/508	550	376 344/396	358	366	201
Число агрегатов	10	28	3	38	3	2	1

Для двух- и четырехсопельных гидротурбин дробью показаны значения величин $A_z Z^a$ для одноколесных (числитель) и двухколесных (знаменатель) гидроагрегатов. При этом видно, что увеличение числа колес на агрегата при одном и том же числе сопел на агрегат практически не дает выигрыша мощности (при постоянстве n и H), если не говорить скорее о проигрыше (при четырех соплах).

Значение степени a графически (в координатах $\lg \left(\frac{H^{0,75}}{nN^{0,4}} \right) - \lg Z$) выбрано равным 0,4, при этом точки для одно- и семисопельных гидроагрегатов несколько отклоняются от аппроксимирующей прямой.

Далее было найдено (по табл. 7 как среднее для 85 гидроагрегатов), что

$$A_z = \frac{H^{0,75}}{n \left(\frac{N}{Z} \right)^{0,4}} = 0,00630.$$

Эта формула находится в соответствии с теоретическими представлениями в том смысле, что коэффициент быстроходности для ковшовых турбин определяют, отно-

ся мощность агрегата к одному соплу, и, следовательно, выбор степени $a=0,4$ был достаточно закономерен, имея в виду, что в выражении $A_N N^{0,4}$ степень выбрана достаточно точно.

Соответствующая формула для C_{np} будет иметь вид:

$$C_{np} = 159 Z^{0,4} \frac{H^{0,75}}{nN^{0,4}} = 1 \pm 0,16. \quad (22a)$$

Из этой формулы явствует, что ковшовые турбины по сравнению с радиально-осевыми при одних и тех же скоростях вращения и напоре имеют мощность, меньшую в $40/Z$ раз (при одном сопле в 40 раз или по мощности равны друг другу при числе сопел $Z \approx 40$). Есть указания [Л. 91, том 3, № 2, 1951] о том, что ковшовые турбины занимают (при одинаковой мощности) больше места, чем радиально-осевые.

Видимо, есть смысл для этого типа турбин подумать о резком изменении способа подвода воды к ним — непрерывный подвод по всей периферии рабочего колеса или по крайней мере очень многосопельный ($Z=10-15$ и выше).

Из табл. 7 видно, что исторически односопельные гидроагрегаты в среднем более высокооборотны (на 17%) (или более мощны), а двухсопельные — наоборот.

Вывод формулы (22a) является примером методики вывода и других формул данной работы.

2. О МЕХАНИЧЕСКОМ РАСЧЕТЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

а) Коэффициент разгона

Гарантии регулирования, параметры и размеры гидротурбины и выбранный маховой момент агрегата определяют его разгонную скорость вращения (n_p), если разгон гидроагрегата не ограничен устройствами автоматики или же если эта автоматика не сработала. Отношение разгонной скорости n_p гидроагрегата к номинальной n носит название коэффициента разгона k_p .

Анализ данных, приведенных в [Л. 75, 76], показывает, что коэффициент разгона гидротурбины функционально зависит в первую очередь от ее номинальной скорости вращения, а затем уже и от номинальной

№ п/п.	Гидрогенератор (станция)	Год монтажа	Тип гидротурбин	S, Мва	n, об/мин	D, см	l, см	k_p	$v = \frac{f}{50}$	v_p , м/сек	w, g	w_p, g	$C_k, \%$	$C_w, \%$	$C_{w_p}, \%$	$C_{w_p'}, \%$	$C_{v_p}, \%$
1	ВГСЗ-260/29-32	—	Пр	1,0	187	230	29	2,27	23,5	53,5	47	244	114	189	246	127	95
2	ВГСП5-213/29-14	—	К	1,0	428	188	29	2,28	43,6	99,5	200	1004	92	63	53	53	83
3	ВГСП5-213/29-16	—	К	1,0	375	188	29	2,40	36,8	88,5	148	852	90	85	69	60	84
4	ВГСЗ-260/24-24	—	Пр	1,05	250	230	24	2,20	30,1	66,2	80	388	86	92	68	80	97
5	Б. Маяк революции	1934	К	1,1	250	189	—	1,92	24,8	47,5	66	245	124	—	—	—	113
6	ВГСЗ-260/24-24	—	Пр	1,2	250	230	24	2,20	30,1	66,2	80	386	108	92	104	60	99
7	ВГСЗ-260/29-28	—	Пр	1,25	214	230	29	2,22	26,2	58,3	60	295	110	148	179	105	102
8	ВГСП5-213/29-14	—	К	1,25	428	188	29	2,28	43,6	99,5	201	1020	90	63	51	50	105
9	ВГСП5-213/29-16	—	К	1,25	375	188	29	2,54	36,8	88,5	148	951	87	85	64	55	83
10	ВГС1-325/29-40	1942	Ф	1,50	150	286	29	2,53	22,4	56,6	36	231	104	167	181	85	91
11	ВГСЗ-260/29-24	—	Пр	1,50	250	230	29	2,20	30,1	66,2	80	388	106	111	124	80	99
12	Перерва	1936	—	1,7	125	396	30	2,48	25,9	64,0	35	212	110	101	122	46	106
13	ВГС1-325/39-40	1942	Ф.Пр	2,0	150	286	39	2,33	22,5	56,6	36	197	124	224	345	156	111
14	М-Свирь	1932	К	2,2	214	295	40	2,69	33,1	89,0	76	550	97	103	97	53	105
15	ВГС1-325/29-24	1942	Ф.Пр	2,2	250	286	29	1,92	37,4	71,8	100	368	131	61	105	53	109
16	ВГС1-325/39-28	—	Ф	2,3	214	286	39	1,96	32,1	62,8	74	282	119	111	157	108	110
17	ВГС1-325/29-24	—	Ф.Пр	2,3	250	286	29	1,92	37,4	71,8	100	368	117	61	83	53	109
18	ВГС1-325/29-20	1941	Ф.Пр	2,5	300	286	29	1,96	44,9	88,0	144	552	109	42	50	35	103
19	Днепр (малый)	1932	Ф	3,0	428	210	60	2,06	47,2	97,3	216	916	93	98	85	135	95
20	ВГС1-325/49-32	1942	Пр	3,12	188	286	32	2,16	28,2	60,9	57	265	109	181	215	86	104
21	ВГС1-325/54-28	1942	Ф.Пр	3,4	214	286	54	2,10	32,0	67,2	74	326	108	154	180	143	104
22	Буурдинская	1953	Ф	3,75	300	286	39	1,83	44,9	81,3	143	476	113	58	74	65	112
23	Бурджар	1934	Ф	4,0	214	373	35	2,12	42,0	89,0	97	435	105	48	53	33	101
24	ВГС1-325/39-16	—	Ф.Пр	4,0	375	286	39	2,00	56,2	118,4	226	900	97	37	35	34	109
25	ВГСЗ-260/44-10	—	Пр	4,25	600	230	44	1,50	72,2	108,3	464	1041	114	29	38	56	120
26	Кадырья	До 1934	Ф	4,28	375	275	40	1,95	54,0	105,5	217	821	98	41	39	43	116
27	ВГС1-325/49-20	1942	Ф.Пр	4,55	300	286	49	2,17	44,9	97,5	143	672	93	72	62	51	93
28	ВГС1-325/69-28	—	Ф.Пр	4,8	214	286	69	1,82	32,0	58,2	74	245	120	197	283	294	119
29	ВГС1-325/64-24	—	Ф.Пр	5,0	250	286	64	2,40	37,4	89,8	100	576	88	135	104	140	96
30	ВГСЗ-260/70-16	—	Пр	5,63	375	230	70	2,00	45,2	90,4	181	723	94	118	104	212	100
31	ВГСЗ-260/70-12	—	Пр	8,25	500	230	70	1,86	60,2	111,8	322	1115	93	66	57	137	100
32	Кахлет	1927	Пр	8,50	75	630	80	2,53	24,7	62,7	20	127	107	208	238	146	101
33	ВГСЗ-375/69-24	—	Ф.Пр	8,75	250	230	69	1,84	30,1	55,3	81	273	109	256	304	415	124
34	Аджарисцхальский	1934	Ф	10,0	250	375	60	1,72	49,1	83,9	140	415	115	63	83	74	118
35	Миксниц	1929	К	11,0	214	395	90	2,20	44,2	97,3	102	492	93	103	91	103	95
36	Упенборн	1931	К	11,0	125	556	65	2,40	36,4	87,4	49	282	98	86	83	51	93
37	Пальеозерский	1954	—	12,5	150	411	84	2,20	32,2	71,0	52	252	101	188	192	161	100
38	ЗАГС-II	1933	К	15,0	167	499	77	2,70	43,6	117,8	78	569	78	78	47	42	79
39	Нижне-Тулумский	1935	К	15,6	150	498	90	2,66	39,1	104,1	63	445	82	90	61	49	81
40	Нивская-1	1952	К	16,2	107	648	80	2,70	36,4	98,5	40	303	87	96	73	46	84
41	Канакир	1933	Ф	16,5	500	254	130	1,85	66,5	123,2	356	1220	86	93	69	177	99
42	Иваньковский	1936	К	18,0	100	752	76	2,75	39,4	107,7	42	303	86	70	52	30	83
43	Нивская-2	1933	Ф	18,7	188	496	90	2,02	48,8	96,7	93	315	80	73	47	95	105
44	Кегумская	1952	К	22,5	107	648	100	2,80	36,4	101,6	42	326	82	150	101	58	81
45	Тавакская	1937	Ф	23,0	150	690	60	2,00	54,2	108,2	87	348	105	31	34	226	105

№ п/п.	Гидрогенератор (станция)	Год мон-тажа	Тип гидро-турбин	S, Mва	n, об/мин	D, см	l, см	κ _p	$v = \frac{t}{50}$	v _p , м/сек	ω g	ω _p , g	C _κ , %	C _ω , %	C _{ω_p} , %	C _{ω_p} , %	C _{v_p} , %					
46	Ондский	1954	К	23,5	150	649	80															
47	Маткожненский	1952	К	23,5	150	512	125															
48	СВ600/110-40	До 1957	К	25,0	150	—	110	2,00	50,7	101,3	82	328	105	49	54	43	106					
49	Блейлох	До 1934	Ф	25,0	176	—	—	2,53	40,2	101,5	64	416	83	148	102	111	86					
50	Сходненский	1937	Ф	25,0	188	494	110	2,50	—	—	—	—	84	—	—	—	—					
51	Камский	1956	К	26,3	125	567	145	2,12	—	—	—	—	94	—	—	—	—					
52	Ниазбекский	1937	К	27,0	150	690	75	1,97	48,7	95,8	98	380	100	91	91	109	106					
53	Нижне-Свирский	1932	—	30,0	75	854	171	2,64	37,1	97,7	50	346	83	187	129	133	84					
54	Энсовский	1945	К	30,0	100	752	105	2,13	54,2	115,0	87	394	100	39	39	270	99					
55	Рибург	1932	К	32,5	75	930	150	2,83	33,0	94,2	32	215	87	163	124	100	85					
56	Бромма	До 1934	Ф	32,5	500	296	—	2,67	39,4	104,3	42	298	87	97	73	52	85					
57	СВ425/135-16	1937	—	33,0	375	353	135	2,34	36,5	85,5	29	159	103	139	148	101	100					
58	М. Чирчик	1935	Ф	37,0	167	647	135	1,84	77,5	142,6	415	1403	82	—	—	—	99					
59	Князегубский	1953	Ф	40,0	100	797	120	1,87	69,4	129,8	279	977	87	70	53	123	101					
60	Сарранс	До 1934	Ф	40,0	214	452	—	1,98	56,5	111,9	101	396	97	69	65	77	105					
61	СВ655/110-32	До 1957	—	44,0	187	590	110	1,90	41,7	78,9	45	162	119	82	116	96	119					
62	Верхне-Свирский	1950	К	50,0	68,2	1044	145	1,98	50,7	100,2	116	458	93	—	—	—	105					
63	Нарвский	1950	К	52,0	88,2	969	120	2,00	58,1	116,2	93	372	94	79	70	74	99					
64	Б. Чирчик	До 1934	Ф	52,0	167	657	174	2,20	37,2	82,2	28	132	109	114	136	88	106					
65	Барнхарт	1958	Пр	60,0	95	—	—	2,04	44,6	91,0	42	178	110	70	85	57	111					
66	Гюмушский	1952	Ф	66,0	375	386	210	1,98	57,5	114,0	102	400	96	85	78	108	105					
67	Угличский	1939	К	68,8	62,5	1182	170	2,43	—	—	—	—	90	—	—	—	—					
68	Жениссиа	1947	Ф	70,0	150	—	—	1,60	75,6	121,0	305	780	96	86	79	228	93					
69	Горьковский	1952	К	71,5	62,5	1282	150	2,64	38,8	101,5	26	182	94	145	128	62	90					
70	Днепровский	1932	Ф	77,5	88,2	1044	145	2,00	—	—	—	—	96	—	—	—	—					
71	Шастан	1952	Ф	85,0	150	—	—	2,14	42,0	90,2	28	128	111	81	100	42	109					
72	Мингечаурский	1952	Ф	85,5	125	778	190	2,00	45,5	96,6	40	183	108	81	95	65	112					
73	Днепровский	1946	Ф	90,0	83,3	1069	180	1,91	—	—	—	—	99	—	—	—	—					
74	Отмарсхейм	1952	К	93,0	93	—	—	1,89	50,9	96,2	68	244	104	102	105	139	114					
75	Иркутский	1955	К	103,5	83,3	1096	180	1,98	46,6	92,5	41	164	109	92	105	92	114					
76	Бор	1952	Ф	105,6	187,5	—	—	1,61	—	—	—	—	130	—	—	—	—					
77	Волжский	1954	К	123,5	68,2	1430	200	2,00	47,8	96,0	41	170	108	87	102	84	112					
C _{мин} , %													85	—	—	—	—	—	—	—	—	
C _{макс} , %													2,06	—	—	—	—	—	—	—	—	
C _{мин} : C _{макс} , %													2,05	50,9	105,0	37	155	108	68	79	60	108
% отклонения C от 1 в пределах C=0,75—1,25													78	31	34	30	79	130	233	345	415	124
±ΔC, %													60	13	10	7	64	98	46	36	28	100
Плотность распределения % на 0,01 C при C=0,91—1,10													11	33	45	47	8	2,79	1,01	1,04	0,75	3,14
№ формулы													28	37	40	39	33					

мощности агрегата¹ и довольно точно может быть определен из формулы

$$C_k = \frac{17}{k_p n^{0,25} S^{0,083}} = 1 \pm 0,11, \quad (28)$$

полученной на основании рассмотрения данных по 77 различным лопастным и радиально-осевым уже эксплуатирующимся гидротурбинам (рис. 8).

В приведенной формуле величина S — номинальная мощность (в *кВа*) гидрогенератора на его зажимах — практически аналогична номинальной мощности (N — *кВт*) на валу гидротурбины (так как показатель степени, равный 0,083, мал).

Постоянная C_h достаточна стабильна для турбин различных типов и фирм, а именно (см. табл. 8, где Пр — пропеллерные, К — поворотлопастные и Ф — радиально-осевые турбины) для иностранных турбин (12 шт.) $C_h = 0,98$, для радиально-осевых турбин (23 шт.) $C_h = 1,00$, для лопастных турбин (37 шт.) $C_h = 0,99$.

При таком подходе к рассматриваемому вопросу становится ясно, что различий в величине коэффициента разгона в зависимости от типа турбины нет, а различия, указываемые Голосовым (см. стр. 44) и в [Л. 18, 83], даны для разных турбин, имеющих и разные S и n .

Следует заметить, что так как с ростом S и n коэффициент k_p падает, то (рис. 3) величина k_p ниже 1,65 (рекомендация в [Л. 83]) для крупных машин будет обеспечена и без принятия специальных мер для защиты от разгона, если n будет достаточно высоко; так, например, для гидроагрегата с $S = 500$ *Мва* должно быть $n \geq 150$ *об/мин*, а для $S = 1000$ *Мва* $n \geq 125$ *об/мин*.

Следовательно, при таком положении нет надобности рассчитывать подобные гидроагрегаты на разгонную скорость при $k_p = 1,8 - 2,1$, так как такого высокого коэффициента разгона у крупных гидроагрегатов с достаточно высоким n просто не будет.

В качестве второй, но уже корреляционной формулы для определения коэффициента разгона k_p может быть предложена формула

$$C'_k = \frac{196}{k_p D^{0,67} n^{0,67}} = 1 \pm 0,10. \quad (29)$$

¹ Есть указания [Л. 102], что k_p растет с ростом n_s (для радиально-осевых турбин).

б) Разгонная скорость на полюсах ротора

Фактическая окружная скорость v (*м/сек*) на полюсах ротора генератора в номинальном режиме его работы теоретически определяется по формуле

$$v = 0,0524 D n \quad (30)$$

или

$$v = \tau \frac{f}{50}. \quad (31)$$

Фактическая разгонная скорость v_p (*м/сек*) определяется по формуле

$$v_p = v k_p. \quad (32)$$

В соответствии с традицией [Л. 63], считающей, что допустимая разгонная скорость определяется величинами D и n , найдем, пользуясь данными табл. 8, что

$$C_{v_p} = 0,348 \frac{D^{0,99} n^{0,81}}{v_p} = 1 \pm 0,08; \quad (33)$$

может быть предложена и другая формула (но менее точная)

$$C'_{v_p} = 10,25 \frac{D^{0,33} n^{0,33}}{v_p} \text{ [из } v_p = v k_p \text{ и формулы (29)].} \quad (34)$$

Разгонная фактическая скорость отечественных гидрогенераторов лежит в довольно узких пределах от 71 *м/сек* (гидрогенератор Пальеозерской ГЭС) до 115—121 *м/сек* (гидрогенераторы Ниазбекской, ЗАГЭС-2 и Гюмушской ГЭС) и имеет среднее значение v_p в 93 *м/сек*, т. е.

$$C''_{v_p} = \frac{93}{v_p} = 1 \pm 0,11. \quad (35)$$

Разгонное центробежное ускорение на полюсах ротора отечественных гидрогенераторов практически лежит в пределах от 128 *g* до 780 *g* ($g = 9,81$ *м/сек*²) (гидрогенераторы Горьковской и Гюмушской ГЭС соответственно).

И хотя именно «напряжения от центробежных сил при разгонной скорости вращения ограничивают допустимый диаметр ротора» [Л. 63], тем не менее расчет гидрогенератора ведут, исходя не из заданной средней предельной величины центробежного разгонного ускорения, а из среднепредельной величины разгонной скорости вращения (для отечественных гидрогенераторов

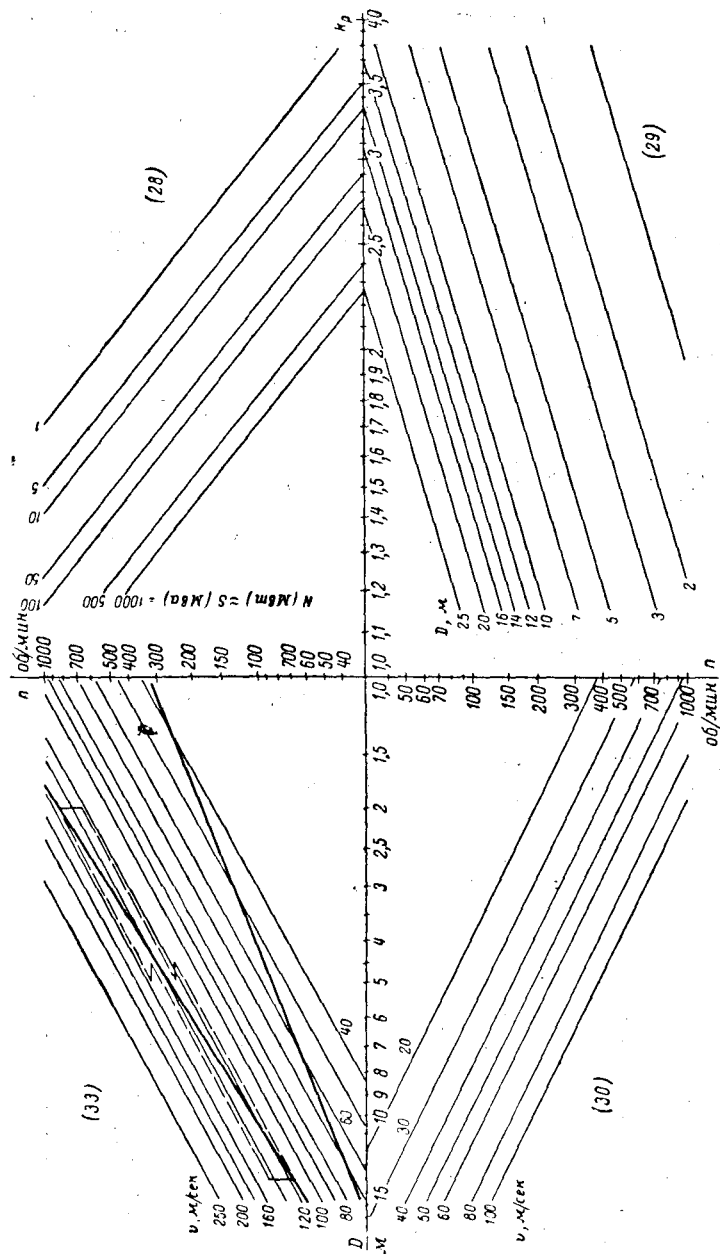


Рис. 3. Правая сторона — зависимость коэффициента разгона гидрогенератора от скорости вращения и номинальной мощности (верх) и от скорости вращения и внутреннего диаметра статора (низ).
 Левая сторона — зависимость скорости на ободу ротора в номинальном режиме (низ — точная связь) и разгонной скорости на ободу (верх — корреляционная связь) от скорости вращения и внутреннего диаметра статора. В левом верхнем квадрате жирными сплошными линиями ограничен диапазон разгонных скоростей, практически имеющих место в выполненных конструкциях; пунктирными линиями ограничен диапазон максимальных диаметров по [Л. 63] — правая часть диапазона соответствует свободнотурбинным турбинам, а левая: верх — радиально-осевым и низ — поворотнопластным.

93 м/сек, а для некоторых иностранных 140 м/сек [Л. 63], 160—170 м/сек [Л. 85 — гл. 109] и даже выше, а для турбогенератора, указанного в [Л. 80] и имеющего $D=1,15$, $v_p=225$ м/сек).

Указания на постоянство окружной разгонной скорости есть как у В. А. Толвинского [Л. 17], так и у И. А. Одингга [Л. 43], но есть указания [Л. 70], ссылающиеся на данные завода «Электросила» и на то, что с увеличением диаметра ротора разгонная окружная скорость должна быть взята несколько пониженной.

в) Центробежное ускорение на полюсах ротора

Фактическое центробежное ускорение ω (в единицах g , где $g=9,81$ м/сек²) на полюсах ротора в номинальном режиме теоретически определяется по формуле

$$\omega = 0,56 D n^2 \cdot 10^{-3}. \quad (36)$$

Полагая, что предельное (допустимое) номинальное центробежное ускорение, длительно существующее, определяется основными геометрическими размерами генератора D и l , и анализируя данные, приведенные в табл. 8 и 12, найдем, что

$$C_\omega = 1310 \frac{l}{\omega D^{1,75}} = 1 \pm 0,33. \quad (37)$$

Эта формула может быть рекомендована как предварительная и лишь для приближенных подсчетов.

Фактическое разгонное центробежное ускорение ω_p (в единицах g) определяется по формуле¹

$$\omega_p = \omega k_p^2. \quad (38)$$

Полагая, что [Л. 63] разгонное центробежное ускорение определяет геометрию гидрогенератора, найдем, что

$$C'_{\omega_p} = 13200 \frac{l}{\omega_p D^{2,25}} = 1 \pm 0,47; \quad (39)$$

¹ Центробежная сила в ободу ротора с учетом формул (36) и (38) может быть найдена по формуле:

$$F = 5,2 \ln^2 k_p^2 \left[\int_{D_i=D_0}^D D_i^2 dD_i + 1,34 \int_{D_i=D_0-2b}^{D_i=D_0} D_i^2 dD_i \right] \cdot 10^{-3} [m],$$

где D_0 и b — диаметр и ширина обода ротора, м.

несколько лучшие результаты получаются, если применять формулу

$$C_{\omega_p} = C_k^2 C_{\omega} = 1 \pm 0,45. \quad (40)$$

Для последней формулы плотность распределения при $C_{\omega_p} = 1$ в 1,4 раза выше, чем для предшествующей, что говорит о практике расчета гидрогенераторов, коррелирующей скорее с номинальным, чем с разгонным ускорением. Обе формулы могут быть рекомендованы лишь для приближенных подсчетов.

Для определения ω_p может быть предложена также и следующая, но уже корреляционная формула:

$$C''_{\omega_p} = 21,5 \frac{n^{0,67}}{\omega_p D^{0,33}} = 1 \pm 0,20. \quad (41)$$

Позитивная тенденция в механическом расчете гидрогенераторов может идти в двух направлениях (или их комбинациях):

а) Повышение среднепредельной допустимой (по условиям прочности) величины разгонной скорости с 93 до 140 м/сек, что при тех же коэффициентах разгона даст возможность повысить линейную окружную скорость в номинальном режиме и как результат при необходимости уменьшить внутренний диаметр статора при повышении n или же увеличить диаметр, оставив прежнюю скорость вращения, но повысив и номинальную мощность агрегата.

б) Ограничить действие (но не теоретическую величину) коэффициента разгона гидроагрегата, определяемого параметрами и размерами гидротурбины, до значений

$$(0,7 - 0,8) k_p = 1,50 - 1,75, \quad (42)$$

за счет¹ усовершенствования устройств автоматики и регулирования, что также даст возможность при заданной разгонной скорости повысить линейную окружную скорость в номинальном режиме, но нужно отметить, что в режиме аварийного гидроагрегат будет находиться в тяжелых условиях.

¹ Голосов И., Выше экономичность оборудования гидроэлектростанций. «Промышленно-экономическая газета», 20.I.1960, № 8(616).

3. МАКСИМАЛЬНЫЙ ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРА И МАКСИМАЛЬНАЯ НОМИНАЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ

Предельно допустимая величина внутреннего диаметра статора определяется (по традиции), исходя из выбранной величины скорости на полюсах ротора в режиме разгона гидроагрегата¹.

Для получения соответствующей зависимости

$$v_p = f(S, D) \quad (43)$$

необходимо из формулы (28) для определения C_k исключить величину $n^{0,25}$. Для этого по (96) найдем, что

$$n^{0,57} = 13,4 \frac{S^{0,20}}{D}, \quad (44)$$

откуда

$$n^{0,25} = 3,12 \frac{S^{0,0878}}{D^{0,438}} \quad (45)$$

точность последней формулы еще выше, чем формулы (96). Тогда формула (28) будет иметь вид

$$k_p = 5,45 \frac{D^{0,438}}{S^{0,1708}}. \quad (46)$$

Найденная зависимость дана на рис. 4. И далее, так как [из (32) и (30)]

$$v_p = 0,0524 D n k_p \quad (47)$$

или, принимая во внимание (28),

$$v_p = 0,892 n^{0,75} \frac{D}{S^{0,083}} \quad (48)$$

¹ Зависимость D от допустимой величины напряжения σ (кг/см²) в ободу ротора при разгоне его определяется по формуле (для $D > 3$):

$$D = 59 b^{0,15} k_2^{0,444} \frac{\sigma^{0,444}}{n^{0,888} k_p^{0,888}} = 2,58 b^{0,234} k_2^{0,7} \frac{\sigma^{0,702}}{n^{0,722}} \text{ [м]},$$

где k_2 — коэффициент ослабления обода, высота полюса $h = 0,32$ м. По 54 исполненным конструкциям [Л. 17, 23, 57, 96] $b = \tau$, $h = 2,5\tau \cdot n^{-0,25}$.

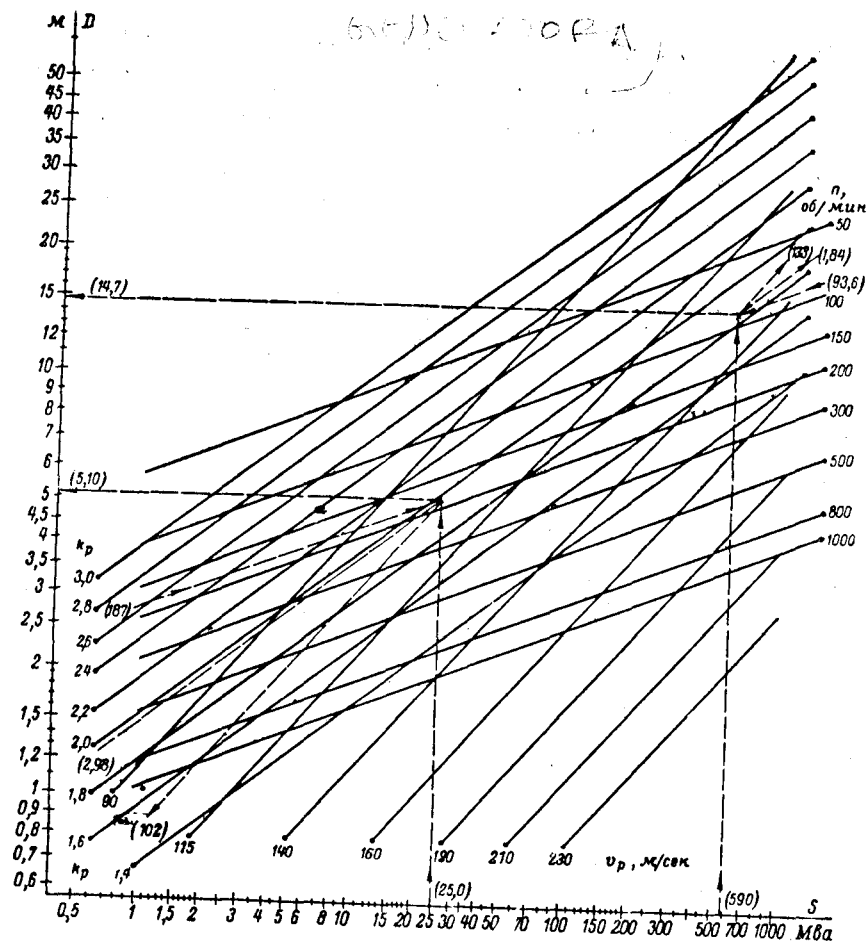


Рис. 4. Связь максимального внутреннего диаметра статора гидрогенератора и его максимальной номинальной мощности с номинальной скоростью вращения, линейной разгонной скоростью на ободе ротора и коэффициентом разгона.

(здесь k_p взято по формуле для C_k), то, определив (по аналогии с изложенным выше), что

$$n^{0,75} = 30,25 \frac{S^{0,2626}}{D^{1,313}}, \quad (49)$$

найдем, что

$$v_p = 28 \frac{S^{0,1796}}{D^{0,313}}. \quad (50)$$

Эта зависимость также представлена на рис. 4*. На этом же рис. 4 дана также и геометрическая интерпретация формулы (96).

В качестве первого примера рассмотрим красноярский гидрогенератор, для которого примем $S=590$ Мва (для $N=500$ Мвт и $\cos \varphi=0,85$) и $n=93,6$ об/мин (вместо первоначально намеченных 79 об/мин). И тогда из рис. 4 найдем, что (отмечено знаком «х») $D=14,7$ м, $k_p=1,84$ м, $v_p=133$ м/сек.

Заметим, что длина l активной стали получается равной 3,4 м, если принять напряжение (номинальное) равным 13,8 кв, а изоляцию выполненной из микаленты.

Второй пример — гидрогенератор Сходненской ГЭС (отмечено знаком «о»).

Дано $S=25,0$ Мва, $n=187$ об/мин.

По графику находим: $D=5,10$ м, $k_p=1,98$ и $v_p=102$ м/сек, в действительности $D=4,94$ м, $k_p=1,97$ и $v_p=95,8$ м/сек.

Ход определения нанесен пунктирными линиями.

4. СВЯЗЬ МЕЖДУ N и S , НОМИНАЛЬНЫЙ К. П. Д. ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Для перехода от номинальной мощности на валу гидротурбины N к полной номинальной мощности на выводах гидрогенератора S существует формула

$$S = N \frac{\eta}{\cos \varphi}. \quad (51)$$

На основании анализа величин к. п. д. гидрогенераторов [Л. 26, 27, 73], выполненных для ГЭС Миксниц, Блойлах, Бромма, Саррон, Грандхейм, Биолвефассен, Иалу, Гранд-Кули, Нижняя Свирь, Нива-2, Углич, Днепр, Роухиала и др. [Л. 28], здесь предлагается следующая взаимосвязь между номинальными η и $\cos \varphi$ при различных величинах S (Мва) до 800 Мва:

$$\eta = 0,880 + 0,08 \cos \varphi + \frac{0,0136}{\cos \varphi} \lg S. \quad (52)$$

* Зависимость разгонной скорости от напряжения в ободе ротора определяется по формуле:

$$v_p = 5,12 b^{0,167} K_2^{0,5} \frac{\sigma^{0,498}}{D^{0,126}} \text{ [м/сек]},$$

выведенной для условий, указанных в сноске на стр. 45 и с учетом (30) и (32).

Ввиду возможных затруднений при вычислении η по приведенной формуле величину S для этой формулы можно взять приближенно, приняв в формуле (51) $\eta=0,97$, после чего найденную приближенную величину S подставить в формулу (52) и, определив таким образом η (оно будет достаточно точным), можно по формуле (51) найти связь между S и N для любого заданного номинального $\cos \phi$ (в пределах 0,8—1,0).

При выводе формулы (52) учитывалась возможность применения разгрузочных электромагнитов (для уменьшения давления на подпятник) и непосредственного охлаждения меди обмотки статора или же помещение статора в диэлектрический цилиндр-кольцо, заполненный охлаждающим маслом.

5. МАХОВОЙ МОМЕНТ И УДЕЛЬНАЯ ЭНЕРГИЯ ВРАЩЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Величины наименьшего необходимого махового момента и связанной с ним удельной энергии вращения гидрогенератора определяются в первую очередь условиями гарантий регулирования гидротурбины и требованиями устойчивости энергосистемы [Л. 55] и задаются заводом, изготавливающим гидротурбину [Л. 25, 68].

Известно, что для обеспечения спокойного хода гидроагрегата как при постоянной, так и при переменной его нагрузке необходимо иметь определенный маховой момент, который вычисляется проектантами гидростанций и гидротурбин по специальным формулам, исходя из условий гарантий регулирования [Л. 30, 68].

Значения найденного таким образом махового момента и связанной с ним удельной энергии вращения должны быть обеспечены правильным подбором основных номинальных величин (S и n) и геометрических размеров (D и l) гидрогенератора (см., например, рис. 7, 9, 15 и 17).

Маховой момент гидроагрегата обуславливает, следовательно, конструкцию гидрогенератора (маховым моментом вращающихся масс гидротурбины пренебрегают) и имеет большой интерес и значение при проектировании гидроэлектрической станции [Л. 55].

Знание величины правильно выбранного махового момента дает возможность предопределить диаметр ротора [Л. 50] и проконтролировать правильность выбора

длины его полюсов, а знание удельной энергии вращения (инерционной постоянной) важно для расчета динамической устойчивости электрической станции [Л. 51, 69], ибо при одной и той же продолжительности аварии увеличение инерционной постоянной снижает смещение ротора и может ускорить ликвидацию аварии; известно также, что снижение инерционной постоянной связано с лучшим использованием машины.

Величина махового момента гидрогенератора и его инерционная постоянная коррелятивно (только статистически), а в отдельных случаях и функционально (статистически, но с учетом имеющихся физических представлений) связаны с его указанными выше номинальными величинами и геометрическими размерами и предопределяют выбор некоторых из них.

Существующие кривые [Л. 52] и формулы дают эту связь в зависимости от поставленной задачи или через величину мощности и скорость вращения [Л. 30, 25, 23, 52, 55, 70], или через внутренний диаметр и высоту статора [Л. 46, 55]. Однако в обоих случаях эти связи в силу исторических причин установлены были очень приближенно.

а) Существующие формулы для вычисления махового момента

В литературе (см. выше) широко известны следующие две формулы для вычисления махового момента гидрогенератора:

$$GD_s^2 = k \frac{S}{n^2}; \quad (53)$$

$$GD_r^2 = 3,06D^2l. \quad (54)$$

В формуле (53) для коэффициента k предлагают брать следующие значения:

1. Б. В. Иванов [Л. 23] полагает, что $k=1800$ при $n \geq 214$ об/мин и $k=2700$ при $n < 214$ об/мин.

2. А. А. Бережной [Л. 70] считает, что $k=1800$ и 2700 соответственно для быстроходных и тихоходных гидрогенераторов (без указания скорости вращения).

3. И. В. Егiazаров [Л. 25] рекомендует $k=2000$.

4. Н. М. Щапов [Л. 30] полагает, что k для гидрогенераторов завода «Электросила» колеблется в пределах

от 800 (при S ниже 10 Мва) до 3500 (при S около 90 Мва).

5. А. В. Иванов-Смоленский [Л. 55] считает (если взять $\cos \varphi = 0,8$), что $k = 1850 \times \cos \varphi \approx 1480$ при $n > 300$ об/мин и $k = (3800 - 6n) \times \cos \varphi \approx 3040 - 4,8n$ при $n \leq 300$ об/мин.

6. К. Ф. Костин [Л. 56] считает $k = 800$ для гидрогенераторов от 200 до 4000 ква.

Вычисление махового момента по формуле (53) дает сравнительно хорошие результаты, если взять коэффициент k по данным американской практики, как это указано в книге Б. В. Иванова [Л. 23].

Однако следует отметить, что указания, приведенные в [Л. 23, а также 55, 70], о том, что коэффициент k находится в обратной зависимости от скорости вращения, верны лишь при том недоказанном и (неверном) допущении, что k не зависит от номинальной мощности [эта ошибка аналогична ошибке, порождающей формулу (26)].

При этом допущении $k = 2060$ при $n \geq 214$ об/мин, а не 1800, как в [Л. 23], и 2850 при $n < 214$ об/мин и $k = 2051$ для $n \leq 300$ об/мин, а не 1480, как в [Л. 70], и 2710 для $n > 300$ об/мин, а не изменяется в пределах от 2740 (для $n = 62,5$ об/мин) до 1600 (при $n = 300$ об/мин), как указано там же.

Рекомендация в [Л. 25] о том, что коэффициент $k = 2000$, верна в том случае, если считать, что k вообще не зависит от номинальных величин гидрогенератора, но и то при этом $k = 2600$.

Рекомендация [Л. 56] брать для малых гидрогенераторов k постоянным, т. е. независимым от номинальных величин гидрогенератора, практически не встретит возражений, поскольку для малых гидрогенераторов рекомендуется действительно малое значение k . Из проведенного нами анализа конструкций 62 гидрогенераторов, приведенных в [Л. 56], получается, что средняя величина k действительно достаточно мала; для пяти серий малых генераторов СССР $k = 1066$, что несколько выше рекомендуемого в [Л. 56], где $k = 800$ (см. табл. 9, где $C_{эм}$ вычислено по формуле (58), а $C_{эв}$ также по формуле (58), но принимая $k = 800$).

Указание в [Л. 30] о том, что k мало (800) при малых номинальных мощностях гидрогенератора и

Таблица 9

№ серии	$S, \text{ Мва}$		$U, \text{ кв}$		$n, \text{ об/мин}$		k	$C_{эв}$	$C_{эм}$	Число гидрогенераторов
	от	до	от	до	от	до				
Первая . . .	1,50	4,00	—	6,3	150	375	1684	0,57	1,04	8
Вторая . . .	0,33	0,75	0,40	6,3	100	150	1011	0,81	0,89	6
Третья . . .	0,45	1,50	—	6,3	150	250	812	1,01	1,39	11
Четвертая	0,20	0,50	0,23	0,4	187	300	846	0,97	1,10	12
Пятая : . .	0,25	1,25	0,40	6,3	187	428	964	0,85	1,14	25
Пределы . .	0,20	4,0	0,23	6,3	100	428	—	—	—	—
Среднее . .	—	—	—	—	—	—	1066	0,84	1,11	62

велико (3500) при больших мощностях, заслуживает наибольшего внимания, хотя и не дает возможности выбрать достаточно определенное значение величины k .

б) Связь махового момента гидрогенератора с его номинальными величинами S и n

На основании сопоставления полученных из конструктивных чертежей значений махового момента с номинальными величинами и геометрическими размерами 105 гидрогенераторов горизонтального и вертикального исполнения самых различных (неповторяющихся) конструкций и серий, выпущенных за последние 40 лет фирмами и заводами разных стран и являющихся также экспериментальным материалом для данной работы, ниже нами сделана попытка улучшить оба типа приведенных выше формул для определения махового момента (табл. 12, 13 и 14).

Из анализа указанного материала видно, что при изменении номинальной мощности гидрогенератора от 2 до 123 Мва k растет (с известным разбросом за счет колебания n) от 842 до 5760, достигая в одном случае даже 7260.

Более подробный анализ изменений коэффициента k показывает, что этот коэффициент зависит как от номинальной мощности гидрогенератора, так одновременно и от номинального значения скорости вращения его ротора.

При изменении коэффициента k , взятого для гидрогенераторов с одинаковыми скоростями вращения, ука-

занный коэффициент почти всегда растет при увеличении номинальной мощности.

Аналогичная картина имеет место и в тех случаях, когда сравниваются гидрогенераторы, имеющие близкие значения номинальной мощности,— в этих случаях коэффициент k всегда растет при переходе к генераторам с более высокими значениями скорости вращения.

Оба эти положения подтверждаются и характером хода кривых, приведенных и в американских данных [Л. 52].

С учетом влияния на коэффициент k как номинальной мощности гидрогенератора, так и скорости вращения его ротора коэффициент k может быть определен по следующей предложенной нами формуле:

$$k = 70,4 S^{0,25} n^{0,20}, \quad (55)$$

тогда маховой момент гидрогенератора может быть вычислен по формуле

$$GD_s^2 = 70,4 \frac{S^{1,25}}{n^{1,80}}. \quad (56)$$

В [Л. 72] дана предложенная нами формула

$$GD_s^2 = 54,5 \frac{S^{1,25}}{n^{1,75}}, \quad (57)$$

практически совпадающая с формулой (56), но несколько менее точная.

Отношение величины махового момента, вычисленной по формуле (56), к его действительной величине характеризует, насколько соответствует инерционности оптимального (нормального) гидрогенератора инерционность данного гидрогенератора для тех же номинальных величин S и n :

$$C_s = \frac{GD_s^2}{GD^2} = 1 \pm 0,22. \quad (58)$$

Если постоянная $C_s < 1$, то рассматриваемый гидрогенератор имеет завышенную инерционность при данных S и n , и наоборот.

в) Связь махового момента гидрогенератора с номинальной мощностью и с расчетным напором

Исходя из формулы (56) и принимая во внимание формулы (21) и (22), нами установлена связь махового момента ($\tau \cdot м^2$) гидрогенератора (гидроагрегата) с номинальной мощностью N гидротурбины на ее валу и с расчетным напором H (м) гидростанции в виде:

$$GD_H^2 = 0,587 \frac{N^a \eta^{1,25}}{H^{1,35} \cos^{1,25} \varphi} 10^{-3*}. \quad (59)$$

Анализируя данные, приведенные в [Л. 73] (см. табл. 3) и в [Л. 96], можно найти связь GD^2 с S , H , n , более точную, чем по формуле (59):

для лопастных турбин (66 агрегатов)

$$C_{Hk} = 13,58 \frac{S^{1,4}}{GD_{Hk}^2 H^{0,33} n^{1,58}} = 1 \pm \Delta, \quad (60)$$

для радиально-осевых турбин (75 агрегатов)

$$C_{Hf} = 38,2 \frac{S^{1,4}}{GD_{Hf}^2 H^{0,33} n^{1,75}} = 1 \pm \Delta \quad (61)$$

и для ковшевых турбин (39 агрегатов)

$$G_{HP} = 96,7 \frac{S^{1,4}}{CD_{HP}^2 H^{0,33} n^{1,86}} = 1 \pm 0,20. \quad (62)$$

В среднем при прочих равных условиях маховой момент гидрогенераторов, работающих от лопастных турбин, ниже, чем у гидрогенераторов, работающих от радиально-осевых турбин; наиболее высокий маховой момент имеют гидрогенераторы, работающие от ковшевых турбин.

г) Связь махового момента гидрогенератора с его геометрическими размерами D и l

Формула, приведенная в [Л. 46], является теоретической и притом исходит из предположения, что все пространство, занимаемое ротором, полностью заполнено металлом в пределах высоты активной стали статора.

Если вес ротора в рассматриваемом случае

$$G_r = \frac{\pi}{4} D^2 l \gamma, \quad (63)$$

* Показатель степени a для поворотнолопастных турбин равен 1,951, а для радиально-осевых 2,017.

а радиус инерции

$$i^2 = \frac{D}{8}, \quad (64)$$

то момент инерции (в $\kappa\Gamma \cdot \text{см} \cdot \text{сек}^2$) будет:

$$J = \frac{1}{g} \cdot \frac{\pi}{32} \gamma D^4 l, \quad (65)$$

где D и l — диаметр и длина ротора, см ; беря же указанные величины в тоннах и метрах, получаем:

$$J = \frac{\pi}{32} \frac{\gamma}{g} D^4 l [m \cdot m \cdot \text{сек}^2] \quad (66)$$

и тогда маховой момент сплошного ротора

$$GD^2 = 4gJ = \frac{\pi \gamma}{8} D^4 l [m \cdot m^2] \quad (67)$$

или

$$GD^2 = 3,06 D^4 l [m \cdot m^2]. \quad (68)$$

Значения махового момента, найденные по формуле (68), получаются при малых номинальных мощностях и диаметрах ротора (высота активной стали влияния не имеет) в 2—3 раза заниженными, видимо, за счет влияния массы вала, а при больших мощностях завышенными в 1,5—2,5 раза, что не может быть в необходимом размере учтено даже и заменой коэффициента 3,06 в формуле (68) на коэффициент 2,3—3,0, как это предложено в [Л. 55].

Для учета изложенного обстоятельства в формуле (68) следует **включить поправочный множитель («коэффициент полноты»)** p . Коэффициент p может быть вычислен по формуле (полученной из анализа данных по указанным выше гидрогенераторам)

$$p = \frac{1,64}{\sqrt{D}}. \quad (69)$$

В [Л. 72] приведен также и ряд других предложенных нами формул для «коэффициента полноты».

Формула (68) для определения махового момента, но с учетом формулы (69) будет иметь вид:

$$GD_r^2 = 5,02 D^4 \sqrt{D} l. \quad (70)$$

Автору в Техническом управлении бывшего МЭС СССР сообщено, что «в Секторе релейной защиты и устойчивости Теплоэлектропроекта применяются следующие приближенные формулы для оценки веса и махового момента ротора гидрогенератора при условии, что $2p \geq 12$ (или $n \leq 500$):

$$G_r = \beta l \sqrt{D^3},$$

где

$$\beta = 8 + 5 \left(1 - \frac{2p}{130}\right)^2;$$

$$GD^2 = \gamma G_r D^2,$$

где

$$\gamma = \frac{1}{28} (\sqrt{2p} + 8);$$

G_r — вес ротора, m ;

GD^2 — маховой момент ротора, $m \cdot m^2$;

l — активная высота ротора, m ;

D — диаметр ротора, m ;

$2p$ — число полюсов ротора, равное $\frac{6000}{n}$;

n — номинальная скорость вращения, об/мин , при частоте 50 гц .

Объединяя эти пять формул для определения GD^2 в одну, получаем:

$$GD_m^2 = \frac{1}{28} (\sqrt{2p} + 8) \left[8 + 5 \left(1 - \frac{2p}{130}\right)^2 \right] l \sqrt{D^3} D^2 \quad (71)$$

или, выражая $2p$ через n , найдем, что

$$GD_m^2 = \left(\frac{36}{\sqrt{n}} - \frac{1273}{n\sqrt{n}} + \frac{29300}{n^2\sqrt{n}} + 3,71 - \frac{131,7}{n} + \frac{3030}{n^2} \right) D^{3,5} l. \quad (72)$$

Выражение в скобках (обозначим его через α) для различных произвольных значений n принимает величины, указанные в табл. 10.

Таблица 10

n	49	100	121	144	169	215	400
α	5,46	5,31	5,30	5,32	5,30	5,21	5,05

В целом при изменении n от 50 до 500 функция α достаточно хорошо аппроксимируется формулой

$$\alpha = \frac{6,33}{n^{0,037}}, \quad (73)$$

и тогда

$$GD_m^2 = 6,33D^{3,5}ln^{-0,037}. \quad (74)$$

Практически, почти сохраняя ту же точность расчета, можно положить, что n не влияет на величину α , и тогда принимаем, что $\alpha = 5,25$.

Таким образом, вместо сложных расчетов по указанным пяти формулам можно предложить одну очень простую формулу, а именно:

$$GD^2 = 5,25D^{3,5}l, \quad (75)$$

которая по существу и является формулой (70), выведенной выше нами на основании большого статистического материала (и имеющей поэтому более точный коэффициент 5,02).

Позднее автору было сообщено (там же), что указанные выше формулы «приведены в работе, выпущенной в ноябре 1952 г. Сектором релейной защиты и устойчивости Теплоэлектропроекта: «Электромеханические параметры крупных тихоходных гидрогенераторов (расчетно-теоретическое исследование)», с которой можно ознакомиться в Теплоэлектропроекте».

В этой работе приведены следующие формулы:

$$GD^2 = \gamma G_r D^2 = \beta \gamma \frac{\pi}{2p} \left(\frac{l}{\tau}\right) D^{4,5} [m \cdot m^2],$$

$$\beta \approx 8 + 5 \left(1 - \frac{2p}{130}\right)^2;$$

$$\gamma \approx 0,65 \text{ при } 2p \geq 56 \text{ [или } n \leq 107].$$

Эти формулы при частоте 50 $ц$, учитывая, что

$$2p = \frac{120f}{n} \quad (76)$$

и

$$\tau = 0,0262 \frac{Dn}{f}, \quad (77)$$

приводятся к формуле

$$GD_{mzn}^2 = \left(8,45 - \frac{300}{n} + \frac{691}{n^2}\right) D^{3,5}l, \quad (78)$$

для которой значения коэффициента α даны в табл. 11.

Таблица 11

n	49	75	100
α	2,61	4,33	5,52

Величины махового момента, полученные по только что приведенным трем последним формулам ТЭП (как правило), ниже имеющих место в действительности до 2 раз и дают результаты, гораздо менее точные, чем полученные по формуле (70) и даже по пяти формулам, первоначально указанным выше как формулы ТЭП.

Следует отметить, что если в формулу (70) ввести величину номинальной скорости вращения (статистически), то она примет вид:

$$GD^2 = 3,28D^{3,5}ln^{0,083}. \quad (79)$$

Степень при n , равная 0,083, дает наилучшие значения против всех других значений степени, и результаты определения GD^2 в этом случае статистически весьма близки к данным, получающимся по формуле (70), хотя все же несколько и менее точны.

Только что выведенная формула (79) не подтверждает даже и общего характера зависимости GD^2 от n , получающегося по пяти первым вышеприведенным формулам, приписываемым ТЭП [формула (74)]; полученный же по вторым трем формулам, взятым действительно из работы ТЭП, общий характер зависимости GD^2 от n хотя и подтверждается, но заметно отличается как в своем количественном ходе, так и в уровне величин махового момента от имеющихся в действительности.

Например, коэффициент в формулах (78) (по ТЭП) и (79) (практически существующая связь) имеет следующие значения:

Формула		78	79	Отличие (78) от (79) в раз
Коэффициент в формуле при	$n=49$	2,16	4,52	1,73
	$n=100$	5,52	4,58	1,14
Увеличение коэффициента в раз		2,11	1,07	1,97

Учитывая изложенное, мы можем прийти к выводу о преимуществе формулы (70) перед другими только что рассмотренными.

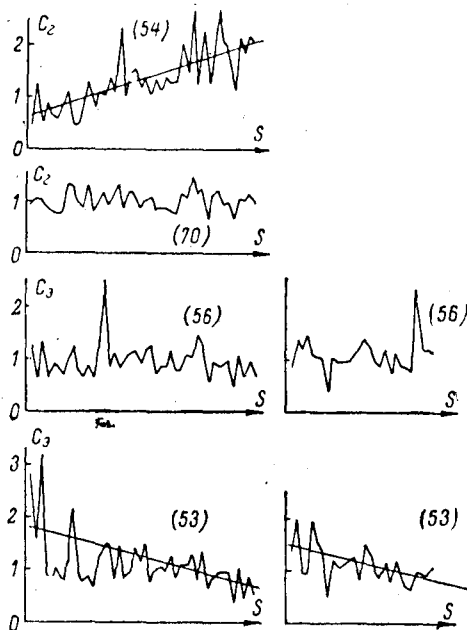


Рис. 5. Изменение относительного махового момента гидроагрегата, вычисленного по существующим [Л. 23, 70 и 46, 55] и предлагаемым формулам [(53), (54) и (56), (70)].

В правой части рисунка даны значения C_3 для всех гидрогенераторов табл. 14, а также для гидрогенераторов № 101, 113, 117 и 128 из табл. 12 (итого 28 гидрогенераторов). В левой части рисунка даны значения C_3 и C_r для всех гидрогенераторов табл. 12, за исключением приведенных в правой части, шведских, а также № 49, 54, 70, 72, 73, 76, 84, 112, 120 и 126 (итого 44 гидрогенератора). Все значения C_3 и C_r даны в порядке возрастания номинальной мощности гидрогенераторов.

В формуле (70), предложенной нами в [Л. 72], ошибочно коэффициент был указан 5,2.

Отметим еще раз [см. формулу (79)]; что зависимости GD_r^2 от n , улучшающей формулу (70), нет; нет зависимости и от U .

Отношение величин махового момента, вычисленной по формуле (70), к действительной его величине характеризует, насколько соответствует геометрии оптимального гидрогенератора геометрия данного гидрогенератора:

$$C_r = \frac{GD_r^2}{GD^2} = 1 \pm 0,17. \quad (80)$$

Если постоянная $C_r < 1$, то рассматриваемый гидрогенератор утяжелен (для данных D и l), и наоборот.

Изменение постоянных C_3 и C_r , вычислен-

ных по существующим и вновь предложенным формулам, дано на рис. 5, а распределение их — на рис. 6 (см. также табл. 12, 13 и 14).

Учитывая формулу (70), можно установить, что вес ротора гидрогенератора (t) может быть определен по формуле

$$G_r = 4,3 \sqrt[6]{n D \sqrt{Dl}}. \quad (81)$$

Соответствие инерционности данного гидрогенератора с геометрией его ротора определяется из постоянной, находимой путем деления формулы (56) на формулу (70), т. е.

$$C_m = 14 \frac{S^{1,25}}{D^{3,5} \ln^{1,80}} = 1 \pm 0,21. \quad (82)$$

Величины, обратные постоянным C_3 , C_r , характеризуют маховой момент в относительном выражении GD_3^{2*} и GD_r^{2*} с исключением влияния на него величин S и n или D и l (соответственно).

д) Удельная энергия вращения гидрогенератора

Удельная энергия вращения гидрогенератора (кинетическая энергия при номинальной скорости вращения [Л. 62]), для вычисления которой нужно знать маховой момент гидрогенератора ($t \cdot m^2$), определяется как отношение запасенной энергии вращения (W_k — кинетической энергии момента инерции) в квт·сек к номинальной мощности S гидрогенератора в ква (см. [Л. 52, 69]) (ошибочно названная в [Л. 69] постоянной инерции) и вычисляется по формуле

$$t = \frac{W_k}{S} = \frac{1,38 GD^2 n^2}{S} 10^{-3}. \quad (83)$$

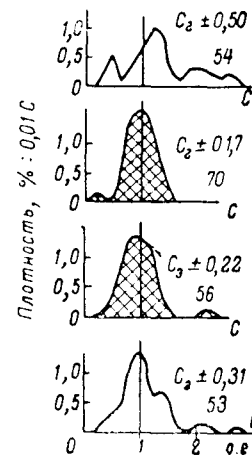


Рис. 6. Кривые распределения величин относительных маховых моментов, приведенных на рис. 5.

По горизонтальной оси даны значения относительных постоянных; по вертикальной оси даны значения плотностей распределения в %, отнесенные к 1% величины относительной постоянной ($C=1$) — группировка взята через 0,2, а именно: 0,11—0,30; 0,31—0,50; 0,51—0,70; 0,71—0,90; 0,91—1,10 и т. д. Числа 54, 70... — номера формул.

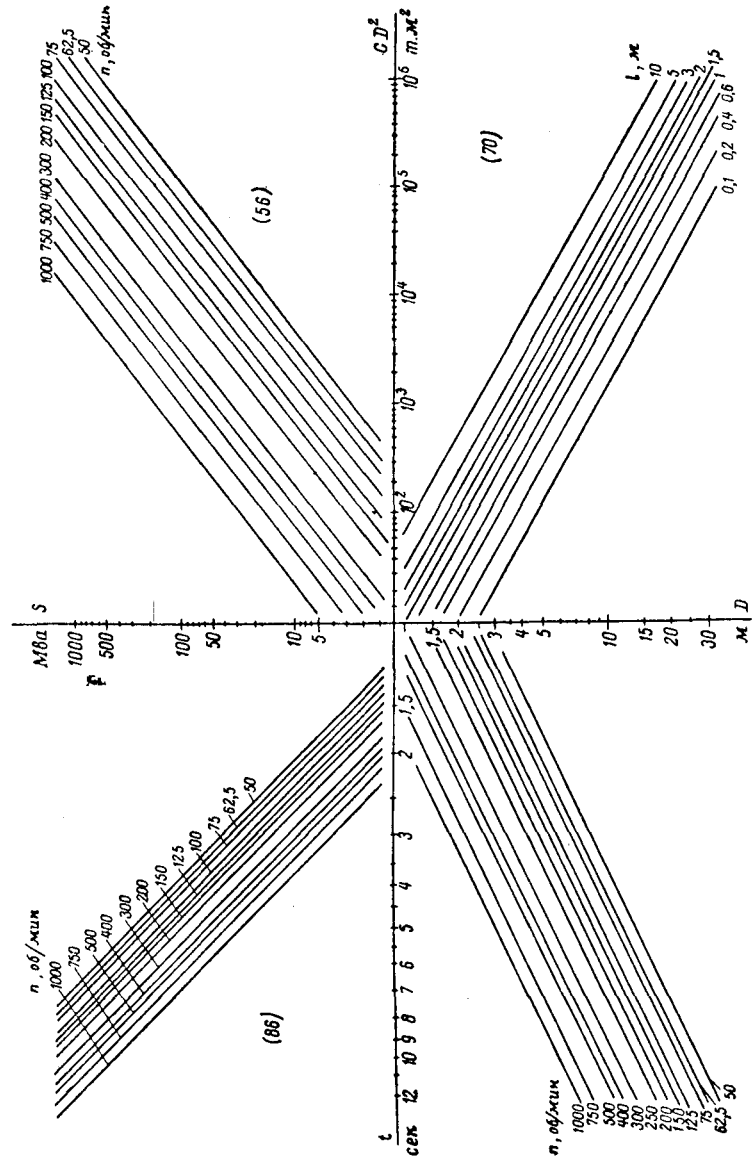


Рис. 7. Зависимость махового момента (правая часть рисунка) и удельной энергии вращения (левая часть рисунка) гидрогенератора от его номинальных величин (верх) и геометрических размеров (низ), полученные по формулам (56), (70) и (86), (160) (соответственно) на основании обработки материалов табл. 12 — 14.

Удельную энергию вращения не следует смешивать с постоянной инерции, определяемой по формуле (из [Л. 84])

$$M = \frac{tS}{180f} \left[\frac{\text{Мдж} \cdot \text{сек}}{\text{эл. град}} \right]. \quad (84)$$

Подставляя (53) в (83), получаем:

$$t = 1,38k \cdot 10^{-3} \quad (85)$$

или

$$t_s = 97S^{0,25} n^{0,20} \cdot 10^{-3}. \quad (86)$$

Быстрое определение махового момента и удельной энергии вращения может быть произведено по рис. 7.

Точность формулы (86) та же, что и формулы (56).

При наличии большего числа исходных данных может быть предложена и другая формула [находимая подстановкой формулы (70) в формулу (83)]

$$t_r = 6,93 \frac{n^2 D^{3,5} l}{S} 10^{-3}. \quad (87)$$

Приведенные в данном разделе постоянные C_a , C_r и C_m (см. табл. 12, 13 и 14 и рис. 7) дают возможность установить, не является ли мощность гидрогенератора заниженной или же диаметр его завышенным. Правильность выбора того и другого способствует снижению стоимости гидрогенератора и повышению экономичности в эксплуатации.

6. ОТНОСИТЕЛЬНАЯ МАШИННАЯ ПОСТОЯННАЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Правильный (технически и экономически) выбор основных номинальных величин и геометрических размеров гидрогенератора предопределяет до известной степени и правильный выбор размеров здания гидростанции, что в конечном счете способствует ее удешевлению при условии одновременного наиболее правильного решения остальных инженерно-строительных вопросов.

В основу расчета гидрогенератора положены определенные теоретические (физические) представления и допущения.

Таблица 12

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна)	Год монтажа	S, Mва	U, кв В	n, об/мин	D, см	l, см	τ, см	λ, %	ω	GD ² , т·м ²	t, сек	C _Э	C _Г	C _М
1	Волховский	1926	1,2	2,2	150	303	44	24,2	182	40	—	—	—	—	—
2	ВГС-325/29-40	1942	1,5	6,3	150	286	29	22,4	129	36	64	1,5	126	89	59
3	Перерва	1936	1,7	6,6	125	396	30	25,9	116	35	187	2,4	68	96	139
4	G 1406-h, ASEA	1950	1,8	6,3	750	104	56	40,7	137	326	1,8	0,8	310	177	74
5	ВГС-325/39-40	1942	2,0	6,3	150	286	38	22,5	169	36	75	1,3	154	96	169
6	Нижняя Свирь	1932	2,2	2,3	214	295	40	33,1	121	76	106	3,0	64	81	157
7	ВГС-325/29-24	1942	2,2	6,3	250	286	29	37,4	78	100	75	2,3	69	76	77
8	ВГС-325/39-28	1942	2,7	6,3	214	286	39	32,1	121	74	105	2,5	84	73	88
9	ВГС-325/29-20	1941	2,8	2,8	300	286	29	44,8	65	143	75	3,3	67	76	113
10	Днепрогэс	1932	3,0	2,2	428	210	60	47,2	127	216	32	2,7	90	126	93
11	ВГС-325/49-32	1942	3,1	6,3	188	286	49	28,2	174	57	110	1,7	121	89	70
12	ВГС-325/54-28	1942	3,4	6,3	214	286	54	32,0	168	74	—	—	—	—	135
13	Буурдинский	1953	3,8	6,3	300	286	39	44,9	87	143	75	2,5	98	102	110
14	Бурджарский	1934	4,0	6,6	214	375	35	42,0	83	97	227	3,6	64	78	92
15	ВГС-325/39-16	1941	4,0	6,3	375	286	39	56,2	69	226	60	3,0	89	128	85
16	GS236-V.ASEA	1951	4,2	6,3	333	250	39	43,6	90	156	135	4,9	50	36	70
17	Кадырья	1932	4,3	6,6	375	275	40	54,0	74	217	90	4,1	64	77	142
18	ВГС-325/49-20	1942	4,6	6,3	300	286	49	44,9	109	143	—	—	—	—	82
19	ВВ654-875	1933	4,7	6,3	375	275	46	54,0	85	217	—	—	—	—	95
20	ВГС-325/69-28	1942	4,8	6,3	214	286	69	32,0	215	74	—	—	—	—	82
21	ВГС-325/64-24	1942	5,0	6,3	250	286	64	37,4	171	100	—	—	—	—	133
22	Цимлянская	1952	5,0	10,5	250	286	64	37,4	171	100	120	2,1	120	106	113
23	Бразимон	1934	5,0	5,3	840	148	100	65,0	154	581	—	—	—	—	113
24	C-227-h, ASEA	1950	5,3	6,6	375	219	45	43,0	104	172	90	3,3	82	39	81
25	Чанси	1926	7,0	11,0	83	699	70	30,3	231	27	—	—	—	—	209
26	Самгор	1952	8,3	6,3	500	210	70	55,0	127	294	40	1,7	192	117	49

Продолжение табл. 12

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна)	Год монтажа	C _A	C _{Am}	C _{1,5}	C _d = = C _τ ≈ C _σ	C ₀	C _U	C _l	C _d l = = C _λ	C ₁	C _m = = C ₂	C _L = C _{1,33}	C _D	C _ω	C _{3,5}
1	Волховский	1926	49	55	53	105	50	45	38	37	40	42	41	94	204	45
2	ВГС-325/29-40	1942	102	111	102	116	82	124	88	76	102	120	107	114	167	150
3	Перерва	1936	70	77	79	97	83	126	90	92	86	83	87	96	101	80
4	G-1406-h, ASEA	1950	97	112	97	132	64	119	68	51	89	119	99	120	211	179
5	ВГС-325/39-40	1942	104	114	102	124	74	116	78	62	97	120	104	119	224	165
6	Нижняя Свирь	1932	72	78	79	99	80	39	58	58	57	57	87	103	56	56
7	ВГС-325/29-24	1942	91	98	102	93	114	112	119	127	110	102	108	96	61	92
8	ВГС-325/39-28	1942	96	103	100	106	92	117	97	81	102	108	105	105	111	119
9	ВГС-325/29-20	1941	96	108	105	90	134	47	104	115	94	84	91	91	42	72
10	Днепрогэс	1932	64	70	71	99	72	36	51	51	50	50	50	89	98	50
11	ВГС-325/49-32	1942	101	107	99	117	78	103	79	67	92	108	98	112	181	136
12	ВГС-325/54-28	1942	88	94	91	111	76	101	56	68	84	94	88	106	154	110
13	Буурдинский	1953	96	103	107	93	119	99	119	127	111	103	108	96	58	92
14	Бурджарский	1934	93	102	108	89	128	102	129	143	115	103	111	93	48	86
15	ВГС-325/39-16	1941	81	90	98	84	128	97	127	148	106	89	101	88	37	69
16	GS236-V.ASEA	1951	126	136	134	103	128	96	127	122	131	134	133	107	68	140
17	Кадырья	1932	90	100	107	88	129	100	129	145	114	100	109	92	41	82
18	ВГС-325/49-20	1942	93	99	100	97	105	94	103	105	100	97	99	98	72	93
19	ВВ654-875	1933	87	96	101	90	119	93	116	127	105	94	101	93	75	80
20	ВГС-325/69-28	1942	97	102	94	119	72	93	71	59	84	100	90	112	197	130
21	ВГС-325/64-24	1942	93	98	94	110	81	92	79	71	87	96	90	106	135	111
22	Цимлянская	1952	93	98	93	110	81	149	93	83	101	112	106	109	152	129
23	Бразимон	1934	66	74	73	106	66	77	61	56	64	68	66	98	114	74
24	C-227-h, ASEA	1950	158	169	159	115	128	95	126	110	144	166	153	120	87	205
25	Чанси	1926	60	58	61	89	73	148	84	92	74	66	72	87	113	56
26	Самгор	1952	131	137	129	112	109	81	102	90	113	127	119	113	85	150

№ п/п	Гидрогенератор (станция, страна)	Год монтажа	<i>S</i> , Мва	<i>U</i> , кв	<i>n</i> , об/мин	<i>D</i> , см	<i>l</i> , см	<i>τ</i> , см	<i>λ</i> , %	<i>ω</i>	<i>GD</i> ² , т·м ²	<i>t</i> , сек	<i>C</i> _Э	<i>C</i> _Г	<i>C</i> _М
27	Кахлет	1927	8,5	6,3	75	630	80	24,7	323	20	2 800	2,6	87	90	98
28	Волхов, ASEA	1926	8,8	11,0	75	697	83	27,4	304	22	—	—	—	—	70
29	GS-250Б, ASEA	1944	8,8	6,3	250	350	60	45,8	131	122	288	2,8	101	84	122
30	Кардано	1929	9,0	4,0	250	381	52	49,8	104	134	—	—	—	—	109
31	ДзораГЭС	1932	9,3	6,6	500	250	78	65,4	119	350	85	3,3	104	113	95
32	Коиандр	1927	9,6	5,5	428	281	85	63,0	135	290	—	—	—	—	82
33	Волхов „Электро- сила“	1926	9,6	11,0	75	799	72	31,4	229	25	3 304	2,7	86	157	58
34	Алуэт-лейк	1927	10,0	6,6	200	344	91	30,0	330	77	—	—	—	—	156
35	Аджарис	1934	10,0	6,6	250	375	60	49,1	122	140	350	3,0	100	87	110
36	Упенборн	1931	11,0	5,5	125	556	65	36,4	178	49	—	—	—	—	105
37	США	До 1940	11,0	6,9	128	528	67	29,6	227	48	—	—	—	—	114
38	Миксниц	1929	11,0	5,2	214	395	90	42,2	203	102	475	2,7	106	116	94
39	Перак	До 1930	11,2	6,6	94	685	75	33,7	222	34	—	—	—	—	75
40	Ранасфорс	До 1930	12,0	7,5	107	701	100	39,3	255	45	—	—	—	—	43
41	GS-1910-У, ASEA	1952	12,0	10,5	600	206	105	64,6	163	408	—	—	—	—	138
42	Гавет	1932	12,5	6,6	250	421	62	55,2	112	148	—	—	—	—	97
43	Пальеозерская	1954	12,5	10,5	150	411	84	32,2	261	52	—	—	—	—	190
44	Егузон	1926	12,5	10,5	250	411	85	53,8	158	144	—	—	—	—	79
45	Варьен	1934	13,2	11,0	47	930	80	22,8	350	11	—	—	—	—	103
46	Майон	1926	13,3	12,0	250	421	70	55,2	127	148	—	—	—	—	96
47	Ак-Кавак	1930	15,0	6,6	167	500	85	43,7	195	78	1 050	2,7	112	113	96
48	ЗАГЭС-2	1933	15,0	6,6	167	499	77	43,6	176	78	1 260	3,3	94	85	107
49	СВ546/80-36	1933	15,0	6,6	167	457	80	40,0	200	71	1 250	3,2	95	65	144
50	ВВ744Z-300	1932	15,0	6,6	300	370	110	58,1	189	—	—	—	—	—	77
51	Нижне-Тулумский	1935	15,6	6,3	150	498	90	39,1	230	63	1 270	2,5	119	98	118
52	Биатино	1916	15,6	8,0	300	382	145	60,1	241	193	—	—	—	—	54

№ п/п	Гидрогенератор (станция, страна)	Год монтажа	<i>C</i> _A	<i>C</i> _{Ам}	<i>C</i> _{1,5}	$\frac{C_{дл} = C_{\tau}}{C_{\nu}}$	<i>C</i> _Э	<i>C</i> _У	<i>C</i> _Г	$\frac{C_{дл} = C_{\lambda}}{C_{\lambda}}$	<i>C</i> _Г	$\frac{C_{m} = C_{2}}{C_{2}}$	$\frac{C_{L} = C_{1,33}}{C_{1,33}}$	<i>C</i> _D	<i>C</i> _ω	<i>C</i> _{3,5}
27	Кахлет	1927	87	85	81	111	70	80	65	58	71	79	75	103	208	91
28	Волхов, ASEA	1926	70	69	70	101	68	140	76	74	77	77	77	97	164	78
29	GS-250Б, ASEA	1944	116	120	120	101	118	81	110	118	110	112	112	103	70	113
30	Кардано	1929	116	122	126	93	141	53	114	121	106	99	104	96	55	88
31	ДзораГЭС	1932	93	102	104	96	110	82	103	118	100	96	98	97	59	89
32	Коиандр	1927	81	88	91	95	98	68	86	90	82	77	80	93	64	72
33	Волхов „Электро- сила“	1926	68	68	72	90	84	136	95	105	87	78	83	89	98	66
34	Алуэт-лейк	1927	113	121	110	119	85	81	89	65	94	113	112	117	143	141
35	Аджарис	1934	115	117	120	96	127	81	119	121	113	118	113	99	63	102
36	Упенборн	1931	106	107	107	99	109	66	95	95	94	93	94	98	86	91
37	США	До 1940	112	110	109	102	106	83	100	97	101	103	103	102	99	107
38	Миксниц	1929	81	92	91	102	88	62	75	72	76	78	77	98	103	80
39	Перак	До 1930	83	81	84	95	90	79	83	87	80	75	77	92	101	70
40	Ранасфорс	До 1930	56	53	58	86	72	88	69	79	59	51	73	81	97	41
41	GS-1910-У, ASEA	1952	109	118	112	111	96	123	103	91	116	126	119	112	93	148
42	Гавет	1932	111	113	119	90	140	77	128	142	116	104	111	94	44	89
43	Пальеозерская	1954	143	139	124	124	90	122	96	77	119	148	128	123	188	201
44	Егузон	1926	85	88	92	93	102	122	109	117	101	94	99	94	65	85
45	Варьен	1934	99	92	88	108	79	—	—	—	—	—	—	—	192	—
46	Майон	1926	104	108	113	92	128	138	143	132	131	120	128	98	50	106
47	Ак-Кавак	1930	102	99	100	98	103	73	92	93	90	88	90	97	87	85
48	ЗАГЭС-2	1933	114	110	111	98	114	73	102	102	100	98	100	99	78	95
49	СВ546/80-36	1933	132	128	124	108	110	73	98	90	106	114	109	108	105	128
50	ВВ744Z-300	1932	81	82	83	96	89	73	80	82	76	73	76	93	77	68
51	Нижне-Тулумский	1935	113	108	105	106	96	69	82	76	87	92	89	103	90	100
52	Биатино	1916	59	60	62	93	69	88	66	70	61	57	60	87	93	52

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна)	Год монтажа	S, Мва	U, кв	n, об/мин	D, см	l, см	τ, см	λ, %	ω	GD ² , т·м ²	t, сек	C _э	C _Г	C _М
53	Вальхензее	1925	16,0	6,9	250	420	175	55,0	318	173	—	—	—	—	44
54	Нива-1	1952	16,2	10,5	107	648	80	36,4	220	40	2 450	2,4	117	112	101
55	Ремпен	1924	16,5	8,8	500	242	150	63,3	237	338	—	—	—	—	110
56	СССР	1933	16,5	11,0	500	265	100	69,4	144	371	—	—	—	—	123
57	СССР	До 1955	16,5	11,0	500	265	130	69,2	187	371	—	—	—	—	97
58	Канакир	1933	16,5	11,0	500	254	130	66,5	196	356	158	3,3	114	107	109
59	Рьюканфорс	До 1930	17,0	11,0	250	437	120	57,3	209	153	—	—	—	—	64
60	Иваньково	1936	18,0	10,5	100	752	76	39,4	193	42	5 300	4,1	68	84	86
61	GS-2809-V, ASEA	1949	18,0	6,6	188	477	91	46,9	194	95	1 400	3,6	94	77	110
62	Веморк	1928	18,4	11,0	600	240	150	75,4	199	484	—	—	—	—	96
63	Нива-2	1933	18,7	10,5	188	496	90	48,8	184	98	1 500	3,9	84	81	100
64	СССР	До 1934	18,8	13,8	450	326	116	76,8	151	370	—	—	—	—	74
65	Карсофорс	1929	19,0	—	125	650	113	48,5	266	57	—	—	—	—	67
66	Рио-Синка	1929	19,0	—	500	235	170	61,6	277	329	—	—	—	—	129
67	Вальхензее	До 1930	20,0	6,6	500	270	166	70,6	235	378	—	—	—	—	88
68	СССР	До 1955	20,0	11,0	188	496	90	53,5	168	98	—	—	—	—	118
69	GS-2615-V, ASEA	1948	21,2	10,5	188	420	160	41,4	387	85	1 200	2,6	121	101	122
70	КегумГЭС	1952	22,5	11,0	107	648	100	36,4	275	42	3 500	2,5	119	98	123
71	Тавак	1937	23,0	10,5	150	690	60	54,2	111	87	3 020	4,1	81	86	98
72	Маткожненская	1952	23,5	10,5	150	512	125	40,2	311	64	2 100	2,8	119	91	129
73	Ондский	1954	23,5	10,5	150	649	80	50,7	158	82	2 000	2,6	125	136	93
74	Сходня	1937	25,0	10,5	188	496	110	48,9	225	98	1 575	3,1	114	95	116
75	Бира	1926	26,0	11,0	375	360	177	70,7	250	283	—	—	—	—	68
76	Камский	1956	26,3	10,5	125	567	145	37,1	392	50	2 800	2,3	149	112	131
77	США	До 1940	26,3	—	180	553	98	43,3	226	100	—	—	—	—	108
78	США	До 1940	26,7	—	138	633	120	38,2	315	68	—	—	—	—	82
79	Ниизбекская	1937	27,0	10,5	150	690	75	54,2	138	87	3 200	3,7	94	100	92

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна)	Год монтажа	C _A	C _{At}	C _{1,5}	$\frac{C_D}{C_\tau} = \frac{C_D}{C_\nu}$	C ₀	C _U	C _I	$\frac{C_{D1}}{C_\lambda} = C_\lambda$	C ₁	$\frac{C_m}{C_2}$	$\frac{C_L}{C_{1,33}}$	C _D	C _ω	C _{3,5}
53	Вальхензее	1925	51	49	50	94	55	75	50	53	47	45	46	84	103	40
54	Нива-1	1952	109	102	102	99	104	105	107	106	105	104	105	100	96	103
55	Ремпен	1924	92	94	89	111	76	95	75	86	83	93	86	103	109	109
56	СССР	1933	114	120	118	102	115	119	122	119	124	127	126	105	64	130
57	СССР	До 1955	88	92	91	103	87	118	92	89	95	98	96	102	82	102
58	Канакир	1933	96	100	97	106	89	119	95	88	100	106	103	105	94	116
59	Рьюканфорс	До 1930	72	72	75	92	85	118	90	97	83	76	81	91	77	68
60	Иваньково	1936	102	97	102	92	115	113	120	128	110	101	107	95	70	89
61	GS-2809-V, ASEA	1949	113	110	110	100	110	71	98	97	98	98	98	100	85	98
62	Веморк	1928	87	91	90	104	84	116	89	84	92	96	94	102	90	101
63	Нива-2	1933	109	104	105	97	111	111	114	118	111	108	110	99	73	104
64	СССР	До 1934	83	85	90	91	103	145	117	127	106	96	103	94	53	84
65	Карсофорс	1929	77	73	76	94	83	—	—	—	—	—	—	—	—	—
66	Рио-Синка	1929	98	100	92	118	72	—	—	—	—	—	—	—	156	—
67	Вальхензее	До 1930	80	83	82	104	77	74	70	66	73	75	74	98	97	80
68	СССР	До 1955	118	117	118	100	118	113	124	124	124	124	124	104	73	124
69	GS-2615-V, ASEA	1948	97	95	87	118	68	107	70	58	82	97	87	111	135	125
70	КегумГЭС	1952	122	112	109	106	100	111	104	98	110	116	113	107	150	128
71	Тавак	1937	131	127	138	84	180	105	183	216	154	130	145	93	31	100
72	Маткожненская	1952	117	109	103	112	87	104	88	78	98	110	102	110	148	130
73	Ондский	1954	114	109	116	90	135	104	137	150	123	110	119	95	49	94
74	Сходня	1937	120	112	111	102	108	103	110	106	111	113	114	104	90	117
75	Бира	1926	73	73	74	96	79	106	81	83	78	74	77	93	70	69
76	Камский	1956	110	105	98	116	78	101	78	66	91	105	95	112	187	131
77	США	До 1940	119	115	116	96	124	—	—	—	—	—	—	—	—	—
78	США	До 1940	97	88	89	96	95	—	—	—	—	—	—	—	—	—
79	Ниизбекская	1937	123	115	124	86	156	100	156	180	134	115	128	93	39	92

№ п/п	Гидрогенератор (станция, страна)	Год монтажа	S, Mва	U, кв	n, об/мин	D, см	l, см	r, см	λ, %	ω	GD ² , т·м ²	t, сек	C _Э	C _Г	C _М
80	СССР	До 1940	27,0	10,5	180	637	98	60,0	163	116	—	—	—	—	71
81	Хендэк	1924	28,0	11,0	500	275	165	72,0	229	385	—	—	—	—	122
82	Свирь-3	1932	30,0	11,0	75	854	171	33,0	517	32	13 300	3,4	88	116	80
83	Энсо, „Электросила“	1945	30,0	10,5	100	752	105	39,4	267	42	—	—	—	—	113
84	Энсо, АЭГ	1938	30,0	10,5	107	738	88	41,3	213	47	7 000	3,7	89	68	124
85	Шеннон	1928	30,0	10,5	150	517	212	40,6	522	65	—	—	—	—	102
86	СВ566/125-32	До 1957	30,0	10,5	188	555	125	54,3	230	109	—	—	—	—	94
87	Германия	1952	30,0	6,3	200	524	118	54,9	215	117	1 900	3,5	101	102	104
88	Рибург	1932	32,5	10,5	75	930	150	36,5	412	29	12 500	3,0	103	146	68
89	СВ425/135-16	1937	33,0	11,0	375	353	135	69,4	195	279	520	3,1	143	107	131
90	Месе	1930	33,0	8,0	420	300	280	66,0	425	297	—	—	—	—	89
91	Месе	1930	33,0	8,0	500	300	280	78,6	357	419	—	—	—	—	66
92	Карапиро	1947	33,3	11,0	167	676	74	59,2	125	106	—	—	—	—	108
93	Роухиала	1936	34,0	11,0	100	760	140	39,8	352	43	7 000	2,8	115	121	98
94	Галлето	1927	35,0	10,8	337	379	225	66,8	337	241	—	—	—	—	79
95	Галлето	1927	35,0	10,8	375	379	225	74,5	302	300	—	—	—	—	68
96	Сейф Харбор	1929	36,0	13,8	109	682	157	32,4	484	45	—	—	—	—	116
97	Кардано	1929	36,0	10,0	252	420	228	55,4	412	149	—	—	—	—	94
98	Кардано	1929	36,0	10,0	300	420	228	66,0	346	114	—	—	—	—	70
99	М. Чирчик	1935	37,0	10,5	167	647	135	56,5	239	101	—	—	—	—	80
100	15 Маилфолс	1931	39,0	13,8	138	644	150	38,9	386	69	—	—	—	—	105
101	Княжая Губа	1953	40,0	10,5	100	797	120	41,7	288	45	8 000	2,8	123	106	117
102	Коновинго	1926	40,0	13,8	82	994	124	35,5	350	37	—	—	—	—	78
103	Коновинго	1928	40,0	13,8	82	962	117	34,4	341	36	—	—	—	—	90
104	СССР	1950	40,0	13,2	84	906	150	39,8	377	36	25 000	6,6	55	67	81
105	США	До 1940	41,3	—	107	804	133	37,5	354	52	—	—	—	—	91
106	СВ655/110-32	До 1957	44,0	10,5	188	590	125	58,1	215	93	—	—	—	—	118

№ п/п	Гидрогенератор (станция, страна)	Год монтажа	C _A	C _{Am}	C _{1,5}	C _{д=} =C _τ ~C _ω	C ₀	C _U	C _l	C _{дl=} =C _λ	C ₁	C _{m=} =C ₂	C _{L=} C _{1,33}	C _D	C _ω	C _{3,5}
80	СССР	До 1940	92	90	98	85	125	100	125	145	106	90	101	89	67	71
81	Хендэк	1924	109	108	104	108	93	99	93	86	100	108	103	107	96	122
82	Свирь-3	1932	78	72	69	107	63	103	64	59	68	73	70	99	163	81
83	Энсо, „Электросила“	1945	123	111	111	101	109	98	108	106	109	110	110	103	97	112
84	Энсо, АЭГ	1938	142	125	126	99	128	98	127	125	126	123	125	103	76	123
85	Шеннон	1928	86	81	75	117	59	98	59	48	68	80	73	108	233	101
86	СВ566/125-32	До 1957	102	97	100	97	105	98	104	107	101	101	100	98	75	93
87	Германия	1952	113	107	108	98	112	59	94	95	92	90	92	97	74	87
88	Рибург	1932	81	72	73	97	76	96	75	76	73	71	72	93	139	67
89	СВ425/135-16	1937	128	125	124	103	118	100	118	114	122	125	123	106	70	131
90	Месе	1930	76	74	70	113	58	73	52	45	59	67	62	101	184	80
91	Месе	1930	63	64	63	103	60	73	54	55	59	61	56	93	131	63
92	Карапиро	1947	143	136	146	86	184	100	184	211	158	136	151	96	32	108
93	Роухиала	1936	102	93	92	103	88	99	88	85	91	93	92	101	120	98
94	Галлето	1927	78	75	74	103	71	97	70	67	72	74	73	97	122	78
95	Галлето	1927	70	70	71	98	73	97	72	72	71	69	70	93	98	67
96	Сейф Харбор	1929	110	100	96	110	83	123	89	79	97	107	101	108	159	124
97	Кардано	1929	87	81	78	110	67	89	65	58	71	78	74	100	160	90
98	Кардано	1929	73	70	70	100	70	89	67	66	67	67	67	94	208	67
99	М. Чирчик	1935	96	90	94	92	107	93	104	113	96	88	93	93	69	78
100	15 Маилфолс	1931	111	101	100	103	95	121	102	98	105	103	107	104	142	113
101	Княжая Губа	1953	128	115	115	101	113	91	109	107	110	111	111	103	82	113
102	Коновинго	1926	96	89	92	92	105	120	112	120	102	94	100	94	91	83
103	Коновинго	1928	110	99	102	94	112	120	119	125	112	105	110	97	82	95
104	СССР	1950	95	84	84	98	87	115	91	92	89	88	89	97	118	85
105	США	До 1940	109	97	99	96	105	—	—	—	—	—	—	—	89	—
106	СВ655/110-32	До 1957	132	122	124	98	129	89	124	127	121	121	120	102	79	113

Продолжение табл. 12

	C_9	C_7	C_M	C_A	C_{Am}	$C'_{1,5}$	$\frac{C_D = C_T}{C_U}$	C_0	C_U	C_I	$\frac{C_{DI} = C_\lambda}{C_I}$	C_1	$\frac{C_m = C_2}{C_1}$	$\frac{C_L = C_{1,33}}{C_1}$	C_D	C_ω	$C_{3,5}$
$C_{\text{мин}}, \%$	50	36	43	49	49	50	78	50	36	38	37	41	42	41	80	31	40
$C_{\text{макс}}, \%$	310	177	232	186	169	159	132	184	149	184	211	158	166	153	127	233	232
$C_{\text{мин}}/C_{\text{макс}}$	15	20	19	26	29	31	62	27	24	21	18	26	25	27	63	13	17
% отклонений C от 1 в пределах $C=0,75-1,25$	67	75	63	73	78	77	99	69	80	70	58	77	76	77	100	46	60
$\pm \Delta C, \%$	22	17	23	18	16	16	7	19	15	19	—	16	17	16	7	33	—
Плотность	1,21	1,82	1,48	1,64	1,84	2,14	3,26	1,44	2,20	1,58	1,22	1,97	1,85	1,96	3,29	1,01	1,18
№ формулы	58	80	82	89	92	104	96	97	105	116	130	119	93	121	124	37	119
							$\beta=1,5$					$\beta=1$					$\beta=3,5$

Таблица 13

№ п/п	Гидрогенератор (страна, станция, река)	$S, \text{ Мва}$	$U, \text{ кВ}$	$n, \text{ об/мин}$	$D, \text{ см}$	$CD^2, \text{ т}\cdot\text{м}^2$	$\tau, \text{ см}$	C_D	C_U
1	Винау-2, Швейцария	2,2	9,5	107,1	—	300	—	—	170
2	Тиссалок, Венгрия	4,8	5,25	75	600	1 500	23,6	63	78
3	Эглисау, Швейцария	5,15	8,5	83,3	650	1 400	28,4	81	123
4	Олген-Гозген, Швейцария	7,0	8,0	83,3	—	1 150	—	—	108
5	Оуэнфолс, Уганда	16,7	11,0	150,0	590	585	46,3	55	119
6	Рупперсвил (Эрликон)	22,0	5,7	100,0	770	6 200	40,2	73	58
7	То же (В. В. Со.)	25,0	11,0	100,0	700	6 670	36,6	75	108
8	Бирсфелден, Рейн	26,0	6,6	68,2	1 125	20 000	40,2	96	64
9	Вербонс, Швейцария	27,5	18,0	136,4	600	3 100	42,8	65	172
10	Симбах-Браунау, Австрия	32,0	10,5	83,3	830	8 000	36,1	87	96
11	Ибс-Персенбейг, Австрия	45,0	10,3	68,2	1 000	16 800	35,7	104	87
12	Андре Блондель	50,0	10,5	107,1	840	15 000	47,1	83	86
13	Днепрогэс (СВ 1160/180-72)	90,0	13,8	83,3	1 100	39 000	48,0	107	98

Таблица 14

п/п №	Гидрогенератор (страна, станция)	Год монтажа	Р, С. Мега	U, кв	п, об/мин	GD², т·м²	t, сек	Сэ, %	Сц, %
1	Шанси Пуны	1926	8,2	—	83	2 300	2,7	82	—
2	Сиз Болон	1932	8,6	—	188	360	2,0	131	—
3	СССР	—	11,0	6,3	250	330	2,6	117	75
4	СССР	—	11,2	10,5	600	60	2,6	136	125
5	Лилла-Эдет	1925	12,1	—	62	4 250	1,9	123	—
6	Хаммерфорс	1928	13,1	—	94	2 750	2,5	101	—
7	СССР	1935	16,3	10,5	107	2 800	2,7	103	114
8	Рок-Айленд	1931	16,7	13,8	100	9 300	7,7	33	144
9	СССР	—	20,0	10,5	187	1 250	3,0	109	109
10	СССР	—	23,5	10,5	150	2 700	3,6	93	104
11	Грифолс	1924	23,8	—	134	2 030	2,1	155	—
12	СССР	—	26,2	10,5	125	3 700	3,0	106	102
13	Шаннон	1925	26,4	—	150	2 600	3,1	112	—
14	Зарубежный	—	29,4	10,0	214	1 450	3,1	120	94
15	Северн-Систерс	1931	32,0	—	138	3 030	2,5	140	—
16	Ариэль	1929	46,7	—	120	9 350	4,0	96	—
17	Зарубежный	—	49,5	11,0	100	15 000	4,2	85	91
18	СССР	—	50,0	10,5	88	15 000	3,2	111	86
19	Андре-Блондель	—	50,0	10,5	107	15 000	4,8	78	88
20	Каховка	1955	65,5	13,8	62	47 000	3,9	86	—
21	Зарубежный	—	70,0	15,0	150	13 200	5,9	74	114
22	Зарубежный	—	70,0	10,3	500	530	2,6	209	79
23	Зарубежный	—	90,0	15,0	150	11 700	4,0	115	107
24	Зарубежный	—	100,0	—	188	8 800	4,3	115	—

Практически же в уже осуществленных конструкциях гидрогенераторов учтен, кроме того, и ряд специальных требований, предъявляемых к ним как со стороны гарантий регулирования гидротурбины (маховой момент, удельная энергия вращения и т. п.; см. § 5), так и со стороны условий работы гидрогенератора в энергосистеме (переходная реактивность и др.) или даже по уровню изоляции (номинальное напряжение, высота активной стали и т. п.) и т. д. Все это требует подхода к гидрогенератору в первую очередь как к продукту практики (учитывающему условия работы гидроагрегата в целом), для которого прогрессивные теоретические (физические) представления дают возможность дальше совершенствовать его конструкцию.

Анализ методами математической статистики основных номинальных величин и геометрических размеров большого числа уже осуществленных конструкций гидрогенераторов дал возможность найти ряд полуэмпирических связей (формул), учитывающих практически сложившийся мировой опыт инженерно-конструкторской мысли в области проектирования гидрогенераторов (см. табл. 12, 13 и 14), **являющийся экспериментальным материалом для данной работы.**

Полученные формулы вместе с рисунками и приведенными таблицами выше дают представление об оптимальном (нормальном) гидрогенераторе и основных тенденциях его развития.

В табл. 12—14 приведены соответствующие характеристики более чем 170 гидрогенераторов, выпущенных за последние 50 лет различными фирмами и заводами в разных странах и континентах с неповторяющимся сочетанием номинальных величин и геометрических размеров, рассчитанные различными конструкторами, с учетом различных требований практики конструирования и эксплуатации гидрогенераторов и условий работы их в энергосистеме.

Из числа тех из этих гидрогенераторов, про которые была известна дата их монтажа, 52% выпущены в последние 10 лет.

В идее расчета любого гидрогенератора, включая, в частности, и стадию предварительного проектирования гидроэлектрической станции, лежит представление о ма-

шинной постоянной (или коэффициента использования) генератора.

Широко известные машинные постоянные Видмара и Арнольда [Л. 1 и 2] (последняя связывается также с именами Снелла [Л. 3, 4, 8] и Эссона [Л. 16] как с авторами этой постоянной) в относительном выражении имеют вид (соответственно):

$$C_B = 1,15 \frac{S}{D^3 l n} = 1 \pm 0,43; \quad (88)$$

$$C_A = 0,244 \frac{S}{D^2 l n} = 1 \pm 0,18. \quad (89)$$

По данным Машони [Л. 85, гл. 109] коэффициент в формуле (89), видимо, для высокоскоростных генераторов равен 0,20; по данным завода «Электросила» [Л. 70] такую же величину этот коэффициент имеет для гидрогенераторов большой мощности.

Вместо постоянной Видмара ввиду ее большого рассеяния может быть (из анализа тех же материалов) предложена другая постоянная, полученная при условии невведения новых переменных в формулу (82)

$$C_{Bm} = 2,12 \frac{S}{D^{2,5} l n^{1,25}} = 1 \pm 0,21. \quad (90)$$

Анализ показывает, что постоянная Арнольда (C_A) растет с ростом номинального напряжения генератора согласно табл. 15.

Таблица 15

$U_{\text{ср}}, \text{ кВ} \dots \dots \dots$	2,7	5,1	6,3	6,6	10,7	13,8
$C_A \dots \dots \dots$	0,74	0,94	1,03	1,05	1,07	1,12
Число генераторов	4	8	19	17	41	20

что фактически может быть учтено следующей статистической формулой:

$$C_{AU} = 0,312 \frac{S}{D^2 l n U^{0,11}} = 1 \pm 0,17, \quad (91)$$

при получении которой сохранялись все переменные (и показатели степеней при них), входящие в C_A , и вводилось U .

Полученная зависимость C_{AU} от U [формула (91)] может быть объяснена лишь в историческом плане и не является отображением физических процессов, описывавшихся уравнением Эссона или постоянной Арнольда при их появлении [Л. 1, 2].

При данном же номинальном напряжении U постоянная C_A растет с ростом номинальной мощности S , а при постоянстве номинальных напряжений и мощности C_A падает с ростом скорости вращения n , что особенно заметно на гидрогенераторах, созданных примерно в одни и те же годы.

Указанный выше учет влияния на C_A величин S и n при постоянстве U приводит к формуле

$$C_{Am} = 0,285 \frac{S^{0,95}}{D^2 l n^{0,94}} = 1 \pm 0,16. \quad (92)$$

Учет влияния на величину C_{Am} номинального напряжения U и исключение влияния на последнее номинальной мощности S по формуле (105) (см. ниже) дали нам возможность предложить выражение

$$C_2 = C_m = 0,306 \frac{S^{0,867} U^{0,33}}{D^2 l n^{0,94}} = 1 \pm 0,17, \quad (93)$$

более подробный вывод которого дан ниже.

Введение нами в формулу (93) переменной U имеет тот физический смысл, что увеличение U вызывает увеличение толщины корпусной изоляции (d — в мм) в пазу статора по формуле [Л. 48] (рис. 8)

$$d = \sqrt{2U}, \quad (94)$$

что в свою очередь вызывает увеличение длины активной стали l , происходящее [как видно из формулы (95)] прямо пропорционально толщине изоляции в степени 0,67, т. е.

$$C_{md} = 0,243 \frac{S^{0,87} d^{2,67}}{D^2 l n^{0,94}} = 1 \pm \Delta. \quad (95)$$

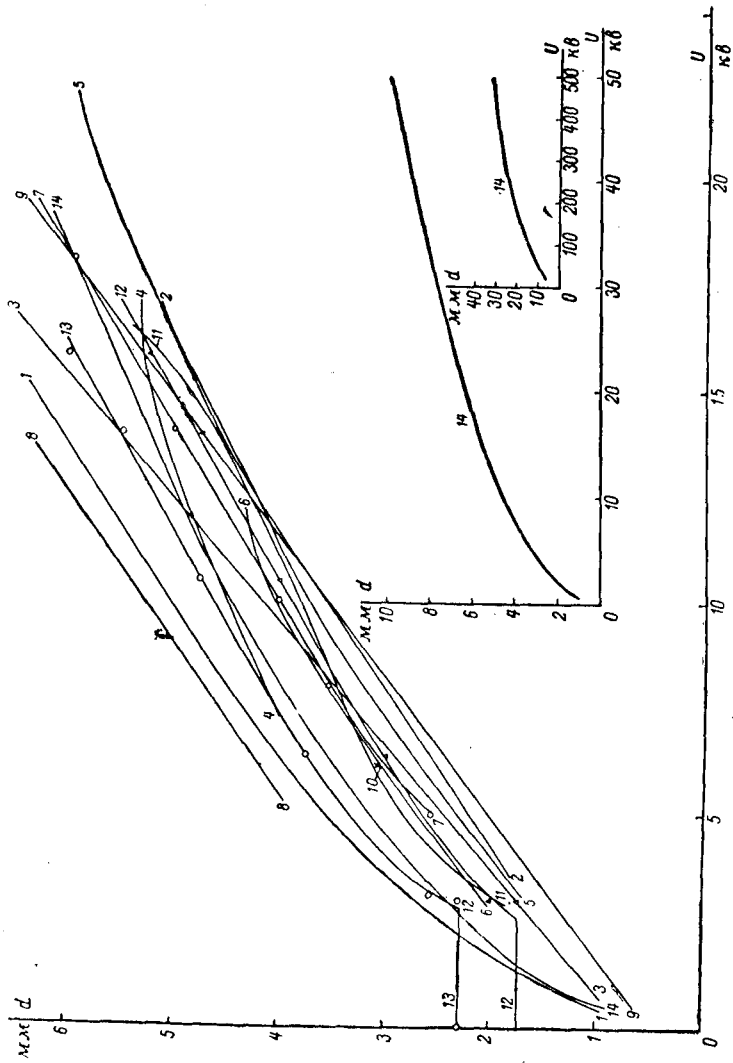


Рис. 8. Зависимость толщины микаленты (м.) и микалентной корпусной изоляции (к. и.) от номинального напряжения генератора.

1 — по данным Адамса и Хобарта [Л. 7]; к. и.; 2 — согласно данным справочника по гидрогенераторам [Л. 20]; 3 — по формуле Канонкина [Л. 21]; к. и.; 4 — по данным завода "Электросила" [Л. 47]; к. и.; 5 — по данным Алексеева [Л. 22]; к. и. (класс А); 6 — согласно данным справочника по изоляции 1948 г. [Л. 38]; м.; 7 — по данным Калитянского [Л. 42]; к. и.; 8 — по измерениям Тардова [Л. 47]; к. и.; 9 — по данным Постникова [Л. 49]; м.; 10 — по данным Лифшиц-Гарика [Л. 79]; м.; 11 — по данным справочника по изоляции 1959 г. [Л. 81]; к. и. (до 7 кВ) и м. (выше 7 кВ); 12 — по данным Комара [Л. 58] для толщины микаленты; м.; 13 — то же [Л. 58] для полной толщины изоляции; к. и.; 14 — по формуле $d = \sqrt{2U}$ [Л. 48]; к. и.

Построенная нами зависимость d от U по данным различных авторов [Л. 7, 20, 21, 47, 22, 38, 42, 49, 79, 81, 58] приведена на рис. 8.

Для определения внутреннего диаметра активной стали статора и ее полной высоты по номинальным величинам S и n нами предложены формулы

для D

$$C_d = 13,4 \frac{S^{0,20}}{Dn^{0,57}} = 1 \pm 0,07; \quad (96)$$

для l

$$C_o = 1,59 \frac{S^{0,55}}{\ln^{-0,20}} \cdot 10^{-3} = 1 \pm 0,19, \quad (97)$$

графическое изображение которых дано на рис. 9.

Для грубых расчетов l может быть предложена формула

$$C_{ls} = 7,52 \frac{S^{0,5}}{l} \cdot 10^{-3} = 1 \pm 0,22. \quad (98)$$

Заметим, что определение внутреннего диаметра активной стали статора по формуле (96) дает ответ с колебаниями всего лишь $\pm 7\%$.

Графоаналитический анализ показывает, что постоянные C_A , C_{Vm} , C_m (§ 5г), C_d , C_o могут быть представлены в виде более общей формулы

$$C = q \frac{S^\alpha}{D^3 \ln^{\gamma}} = 1 \pm \Delta, \quad (99)$$

где

$$\alpha = 0,55 \pm 0,20; \quad (100)$$

$$\gamma = 0,20 \pm 0,57; \quad (101)$$

$$q = 0,00159 \cdot 13,4^3, \quad (102)$$

и тогда, объединяя формулы (96), (97) и последние четыре формулы, можно предложить нижеследующие выражения для машинной постоянной, включающей лишь те величины, которые входят и в постоянную C_A :

$$C = C_o C_d^3$$

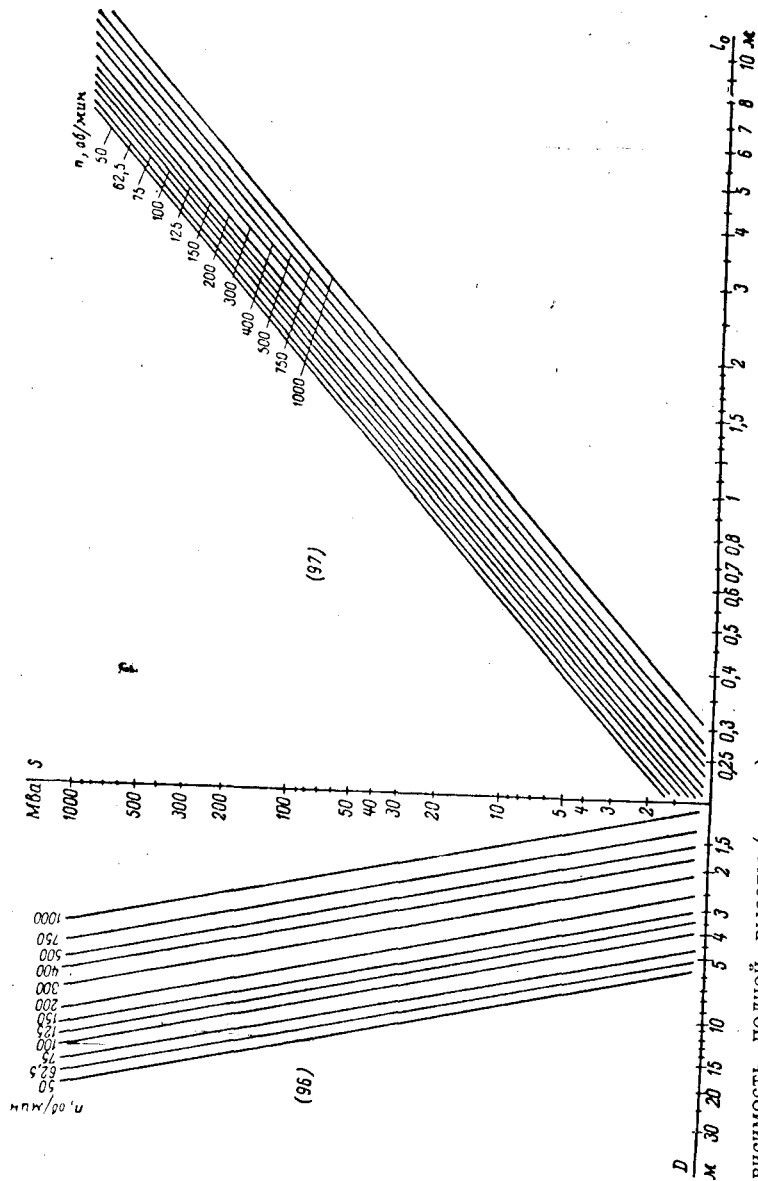


Рис. 9. Зависимость полной высоты (длины) активной стали статора [формула (97)] и его диаметра [формула (96)] от его номинальных мощности S и скорости вращения n ; высота активной стали статора, найденная по формуле (97), не учитывает влияния на нее уровня напряжения (C_U) и поэтому условно обозначена L_0 .

ИЛИ

$$C = \left(0,00159 \frac{S^{0,55}}{\ln^{-0,20}} \right) \left(13,4 \frac{S^{0,20}}{Dn^{0,57}} \right)^3 = 1 \pm \Delta. \quad (103)$$

Таким образом, машинная постоянная может иметь весьма многообразные формы, наиболее точной из которых является форма при $\beta = 1,5$, т. е.

$$C'_{1,5} = 0,0783 \frac{S^{0,85}}{D^{1,5} \ln^{0,66}} = 1 \pm 0,16. \quad (104)$$

На основании анализа данных по 440 гидрогенераторам, представленным в табл. 12, 13, 14, 16 и 17 мощностью от 3 до 253,0 Мва, нами установлена формула

$$C_U = 1,228 \frac{U}{S^{0,25}} = 1 \pm 0,15. \quad (105)$$

Табл. 16 включает часть данных, собранных Майнарди и приведенных в [Л. 85, гл. 109]. В среднем $C_U = 1,03$; скорости вращения этих гидрогенераторов в основном выше 214 об/мин (кроме четырех случаев).

Таблица 16

S , Мва	U , кв	n , об/мин	C_U , %	S , Мва	U , кв	n , об/мин	C_U , %	
3,0	10	315	166	15,0	4	100	44	
3,5	6	252	96	15,0	6	214,3	67	
4,2	6	167	91	15,0	10	252	111	
4,25	10	252	152	15,0	10	420	111	
4,75	4	502	59	15,0	10	620	111	
5,0	12	250	175	17,5	10	420	107	
5,0	8	1 000	116	20,0	10	300	104	
7,0	6	1 000	80	22,0	8	428,6	81	
7,5	10	500	132	22,0	6	300	61	
8,0	8	600	105	22,0	6	250	61	
8,0	10	180	130	25,5	10	375	97	
8,0	12	375	155	26,0	10	594	97	
9,0	8	300	101	32,0	10	600	92	
10,0	10	252	123	35,0	15	600	135	
10,5	9,5	600	115	55,0	10	500	80	
11,5	6	600	71	60,0	10	428,6	79	
13,0	10	500	115	70,0	15	428,6	113	
14,0	10	500	109	80,0	10,3	428,6	78	
14,5	11	187,5	123	110,0	13,8	300	93	
							Среднее	103,2

Коэффициент 1,228 в формуле (105) для C_U с увеличением скорости вращения n несколько уменьшается (см. табл. 12, 13, 14, 16 и 17 и рис. 10; ср. формулу 112).

Относительная постоянная C_U (уровень напряжения) имеет падающую зависимость от n в силу того, что в проектируемом гидрогенераторе при понижении расчетного номинального напряжения может быть получена та же номинальная мощность, если повысить номинальную скорость вращения машины (при том же диаметре ротора).

Но так как номинальная линейная скорость на ободу ротора зависит не только от номинальной скорости вращения, но и от диаметра ротора, т. е.

$$v = 0,9524 D n, \quad (30)$$

то, считая, что v [м/сек] при $f=50$ гц численно равно величине полюсного деления τ [см], попытаемся найти зависимость $C_U = f(\tau)$.

На рис. 11 по данным табл. 12 нанесены соответствующие точки для получения этой зависимости, которая определяется следующей приближенной формулой:

$$C_{U\tau} = 0,39 C_U \tau^{0,25} = 1 \pm 0,16. \quad (106)$$

Плотность распределения при $C_{U\tau} = 0,91 - 1,10$ в % на 0,01 $C_{U\tau}$ равна 2,32 (для $C_U = 2,20$).

Если принять во внимание влияние частоты переменного тока f [гц] (сравнены относительные постоянные с частотами 50 и 60 гц) на постоянные C_U и $C_{U\tau}$, что даст зависимость C_U от скорости на ободу ротора v (независимо от частоты), то получим, имея в виду формулу (31):

$$C_{Uv} = C_{U\tau f} = C_{U\tau} \left(\frac{f}{50}\right)^{0,25} = 0,39 C_U \left(\frac{\tau f}{50}\right)^{0,25}; \quad (107)$$

$$C_{Uv} = 0,39 C_U v^{0,25} = 1 \pm 0,16. \quad (108)$$

Принимая во внимание формулы (105) и (30)

$$C_{Uv} = 0,25 U \left(\frac{D n}{S}\right)^{0,25} = 1 \pm 0,16. \quad (108a)$$

Плотность распределения (в тех же условиях) равна 2,68; т. е. значительно лучше, чем для $C_{U\tau}$ и C_U .

Таблица 17

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна, район, тип)	Фирма	Исполнение*	Период ввода	S, Мва	U, кВ	n, об/мин	C _U , %
1	Тэлэ-4, США	В США	в.	1927—1934	3,0	2,3	180	38
2	Камури Гранде	Эрликон	в.	До 1938	3,0	2,5	1000	42
3	Минасдель Риф. Марокко	Эрликон	в.	До 1938	3,0	3,0	1000	50
4	Ясанкоски	АЭГ	в.	1930—1941	3,0	3,3	300	55
5	Гренада	Эрликон	г.	До 1938	3,0	4,2	500	70
6	Рочет	АЭГ	в.	До 1930	3,0	5,0	500	84
7	Алкали	АЭГ	в.	1930—1941	3,0	6,0	137	100
8	Мадрид (район)	АЭГ	г.	До 1930	3,0	6,0	430	100
9	Террит-Монтре, Швейцария	Эрликон	г.	До 1938	3,0	6,25	500	104
10	Китай	Эрликон	в.	1953	3,0	6,3	300	104
11	Швейцария	АЭГ	г.	До 1930	3,0	6,6	107	109
12	Ереван	АЭГ	г.	1930—1941	3,0	6,6	300	109
13	Инсбрук	АЭГ	г.	До 1930	3,0	11,5	315	191
14	Гватемала	АЭГ	в.	До 1930	3,1	2,3	720	38
15	Пиренеи, Франция	Эрликон	в.	До 1938	3,1	5,0	500	82
16	Австрия	АЭГ	в.	До 1930	3,1	5,5	167	91
17	Мейер	АЭГ	г.	До 1930	3,1	10,0	375	165
18	Ангостура, Боливия	Эрликон	г.	До 1938	3,15	6,9	1000	113
19	Алаоски Тампере	Эрликон	в.	До 1938	3,2	3,2	525	52
20	Токенау	АЭГ	в.	1927—1934	3,2	6,3	107	103
21	Игл-лэсс, США	В США	г.	До 1938	3,2	6,9	225	113
22	Дель Пиндо, Испания	Эрликон	г.	До 1938	3,2	10,4	660	169
23	Фатландсвоог	Эрликон	г.	До 1938	3,2	10,5	600	172

* В графе «Исполнение» буквой «в» обозначен вертикальный генератор, а буквой «г» — горизонтальный.

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна, район, тип)	Фирма	Исполнение*	Период ввода	S, Mва	U, кв	n, об/мин	CU, %
24	Комитаки	АЭГ	г.	До 1930	3,25	6,6	600	100
25	Кайзерштуль	Эрликон	в.	До 1938	3,4	8,0	750	128
26	Бернише Шпиз	Эрликон		До 1938	3,4	17,5	500	281
27	Кваненсбрук	АЭГ	г.	До 1930	3,46	5,0	375	80
28	Константина	АЭГ	г.	До 1930	3,5	3,2	750	52
29	Мадрид (ра. он)	Эрликон		До 1938	3,5	5,0	214	80
30	Брациохо	АЭГ	г.	1930—1941	3,5	6,3	750	101
31	Осло (район)	АЭГ	г.	До 1930	3,5	11,0	250	176
32	Ньюхаузен	Эрликон	г.	До 1938	3,6	5,0	333	80
33	Чиппис Валлис	Эрликон		До 1938	3,6	5,5	355	87
34	Эксилосивос, Бильбао	Эрликон	г.	До 1938	3,7	5,0	500	78
35	Раппбад	АЭГ	г.	1930—1941	3,7	5,25	600	82
36	Кластерли (Базль)	Эрликон		До 1938	3,7	5,3	375	83
37	Проспер, США	В США		1927—1934	3,8	2,4	200	38
38	Дель Венетто	Эрликон		До 1938	3,8	8,3	315	130
39	Катсурагава, Япония	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	3,9	6,6	500	102
40	Париж (район)	Эрликон		До 1938	4,0	5,0	375	90
41	Мальме	АЭГ	г.	До 1930	4,0	5,5	187	85
42	Нова Скатиа, Галифакс	Эрликон	в.	До 1938	4,0	6,6	200	102
43	Австрия	АЭГ	г.	До 1930	4,0	6,6	500	102
44	Рио Клара	Эрликон	в.	До 1938	4,2	2,2	187	33
45	Сулитъельма (Грубер)	Эрликон	в.	До 1938	4,2	5,0	375	76
46	Новарра	Эрликон	г.	До 1938	4,2	5,0	375	76
47	ВГС-3-260/44-10			До 1957	4,25	6,3	600	96
48	Бернише Шпиз	Эрликон		До 1938	4,25	17,5	500	265
49	Вароза, Португалия	Эрликон		До 1938	4,3	5,0	500	76

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна, район, тип)	Фирма	Исполнение*	Период ввода	S, Mва	U, кв	n, об/мин	CU, %
50	Чемпсек, Швейцария	Эрликон		До 1938	4,3	10,0	750	151
51	Рио Лау-Марокко и Тетуан	Эрликон	в.	До 1938	4,35	6,0	750	91
52	Лима	АЭГ	г.	До 1930	4,38	2,3	450	34
53	Индонезия	Эрликон	в.	До 1938	4,4	6,0	600	91
54	Швейцария	Эрликон		До 1938	4,4	6,0	750	91
55	Катенгер	Эрликон	г.	До 1938	4,4	6,6	600	99
56	Ранпаверк	АЭГ	г.	До 1930	4,5	5,0	960	75
57	Тистендален	АЭГ	г.	До 1930	4,5	5,3	375	80
58	Симан, Индонезия	Эрликон	в.	До 1938	4,5	6,3	600	94
59	Канада	Эрликон	в.	До 1938	4,5	6,6	180	99
60	Де л'Огве	Эрликон		До 1938	4,5	13,5	500	202
61	Иллер	АЭГ	в.	До 1930	4,6	5,6	187	84
62	Оберемс Валлис	Эрликон		До 1938	4,7	10,0	750	148
63	Сант Лери	Эрликон		До 1938	4,75	6,0	500	88
64	Ванкувер	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	5,0	2,2	200	32
65	Блибайлэнд, США	В США		1927—1934	5,0	2,4	150	36
66	Аксенсанд (Базель)	Эрликон		До 1938	5,1	15,5	500	224
67	Эглисау	Эрликон	в.	До 1938	5,15	7,6	83	110
68	Эглисау	Эрликон	в.	До 1938	5,15	8,5	83	124
69	Ландек, Тироль	Эрликон		До 1938	5,2	4,4	480	64
70	Энцинарейо	АЭГ	в.	1930—1941	5,2	5,2	250	75
71	Лауфенбург	АЭГ	г.	До 1930	5,2	6,0	107	87
72	Дейхоф	АЭГ	в.	1930—1941	5,2	10,5	214	152
73	Бреманген (Берген)	Эрликон		До 1938	5,2	12,0	300	174
74	Лант-Лери	Эрликон		До 1938	5,25	6,0	750	86
75	Барселона	АЭГ	г.	До 1930	5,3	6,6	750	102

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна, район, тип)	Фирма	Исполнение*	Период ввода	S, Мва	U, кв	n, об/мин	CU, %
76	Фрейбург	Эрликон	в.	До 1938	5,3	8,5	500	121
77	Кара фолс, Нигерия	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	5,6	6,6	1 000	93
78	ВГС-3-260/70-16	Эрликон		До 1957	5,63	6,3	375	90
79	Ждерас, Бразилия	Эрликон		До 1938	5,8	2,3	450	32
80	Шеннон, Тасмания	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	5,83	6,6	500	92
81	Сантандер	АЭГ	г.	До 1930	6,0	5,5	500	77
82	Фолс Ривер, Канада	Ингл. Эл.	в.	До 1931— —1935	6,0	6,6	450	92
83	Боннингтон, Шотландия	Ингл. Эл.	в.	До 1931— —1935	6,0	11,5	375	161
84	Киото	АЭГ	г.	До 1930	6,0	12,0	360	167
85	Валь д'Аоста	АЭГ	г.	До 1930	6,13	5,0	375	70
86	Лауфенбург	АЭГ	г.	До 1930	6,15	6,0	107	84
87	Борил, США	В США		1927—1934	6,2	2,2	428	31
88	Даодаррог, Уэльс	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	6,25	6,6	428	91
89	Рюканфос (Саахейн)	Эрликон		До 1938	6,27	10,0	250	139
90	Мюнхен (район)	АЭГ	г.	До 1930	6,4	6,0	136	82
91	Тифенхостель	Эрликон		До 1938	6,4	13,0	500	178
92	Аарлифос	Эрликон		До 1938	6,5	6,0	188	82
93	Кастилия	Эрликон		До 1938	6,5	6,0	500	82
94	Шгора	АЭГ	в.	До 1930	6,5	11,5	83	157
95	Лненфос	АЭГ	г.	До 1930	6,6	10,0	187	135
96	Майланд	АЭГ	г.	До 1930	6,6	15,0	315	204
97	Чарко дель Куро	Эрликон	в.	До 1938	6,75	5,6	500	115

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна, район, тип)	Фирма	Исполнение*	Период ввода	S, Мва	U, кв	n, об/мин	CU, %
98	Зарубежный (Франция)	Эрликон		До 1938	7,0	5,5	94	72
99	Манадалай, Ява	Эрликон		До 1938	7,0	6,3	750	85
100	Форно, Италия	Эрликон	г.	До 1938	7,0	10,0	504	134
101	Чандолине Валлис	Эрликон	г.	До 1938	7,0	10,0	750	134
102	Жонаж, Франция	Эрликон	в.	До 1927— —1935	7,0	10,5	214	141
103	Форно, Италия	Эрликон		До 1938	7,0	13,0	504	174
104	Тохоку	АЭГ	в.	До 1930— —1941	7,2	11,0	187	147
105	Бохарнуа, США	В США		1927—1934	7,2	13,2	180	176
106	Тафйорд	Эрликон		До 1938	7,3	7,0	500	93
107	Клостер, Швейцария	Эрликон		До 1938	7,5	4,4	600	58
108	Иннсбрук	АЭГ	г.	До 1930	7,5	5,5	375	72
109	Ля Мотиви, Франция	Эрликон	в.	До 1927— —1935	7,5	5,5	730	73
110	Мэнтрог, Уэльс	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	7,5	6,6	333	87
111	Фрейбург	Эрликон	в.	До 1938	7,5	9,0	500	119
112	Гвадальквивир	Эрликон	в.	До 1938	7,5	10,0	375	132
113	Тролендсфос	АЭГ	г.	До 1930	7,5	15,0	214	198
114	Инаваширо, Япония	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	7,78	6,6	375	86
115	Токио (район)	АЭГ	г.	До 1930	8,0	6,6	375	86
116	Дель Пиндо	Эрликон	в.	До 1938	8,0	6,6	650	86
117	Де фер ду Миди	Ингл. Эл.	г.	1931—1935	8,0	10,0	500	130
118	Турмон	Эрликон		До 1938	8,0	10,0	750	130
119	Бреманген (Берген)	Эрликон		До 1938	8,0	12,0	250	156

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна, район, тип)	Фирма	Исполнение*	Период ввода	S, Mва	U, кв	n, об/мин	CU, %
120	Бромма	Эрликон		До 1938	8,1	9,0	294	117
121	Мейтинген	АЭГ	г.	До 1930	8,1	10,0	187	129
122	Орлстаун и Кэрсфэд	Ингл. Эл.	в.	До 1931— —1935	8,1	11,0	214	142
123	Тегинг	АЭГ	г.	До 1930	8,2	6,3	214	81
124	Пиренеи, Франция	Эрликон		До 1938	8,4	6,3	600	81
125	Кайзерштуль	Эрликон	в.	До 1938	8,8	8,0	600	102
126	Ванкувер, Канада	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	8,9	2,2	200	28
127	Чиппис Валлис	Эрликон	г.	До 1938	9,0	5,5	333	70
128	Барселона, Каталония	Эрликон		До 1938	9,0	6,5	500	82
129	США	В США		1927—1934	9,0	6,9	720	87
130	Намас	АЭГ	г.	До 1930	9,1	6,6	500	84
131	Ля Валь, Франция			1927—1935	9,25	8,0	600	103
132	Мерон, Италия	Эрликон	в.	До 1938	9,4	10,0	500	125
133	Алоуэтт	Ингл. Эл.	в.	До 1931— —1935	10,0	6,8	200	83
134	Медден Дэм, США	В США		1927—1934	10,0	6,9	214	85
135	Саудефельден	АЭГ	г.	До 1930	10,0	7,5	375	92
136	Нейхаузен	АЭГ	г.	До 1930	10,0	9,8	333	120
137	Маруяма	АЭГ	в.	1930—1941	10,0	11,0	300	135
138	Карбура-Терни	АЭГ	г.	До 1930	10,2	6,7	386	82
139	Лейк-Колеридж, Н. Зеландия	Ингл. Эл.	г.	1931—1935	10,6	6,6	500	80
140	Барселона и Гвадарена	АЭГ	г.	До 1930	11,0	6,0	500	72
141	Маудал	АЭГ	в.	1930—1941	11,0	6,15	750	74
142	Сольбергфос	Эрликон	г.	До 1938	11,0	11,0	150	120
143	Лонза	АЭГ	г.	До 1930	11,0	16,5	500	198

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна, район, тип)	Фирма	Исполнение*	Период ввода	S, Mва	U, кв	n, об/мин	CU, %
144	Нидербах (Шванден)	Эрликон		До 1938	11,1	8,8	750	105
145	Пизанзон, Франция		в.	1927—1935	11,2	10,0	94	120
146	Драммен	АЭГ	в.	1930—1941	11,5	10,5	125	124
147	Партенштейн	АЭГ	в.	До 1930	12,0	5,5	600	90
148	Шендерах, Малайя	Ингл. Эл.	в.	До 1931— —1935	12,35	6,6	94	77
149	Медделин	АЭГ	г.	1930—1941	12,5	6,6	720	76
150	Лауфенбург	Эрликон	г.	До 1938	13,0	6,4	125	74
151	Сотэ, Франция		в.	1927—1935	13,25	10,6	500	122
152	Тиссефольден	АЭГ	в.	1930—1941	13,5	13,5	250	152
153	Гамильтон, США	В США		1927—1934	13,8	12,5	171	142
154	Пон-Эскофье, Франция		в.	1944—1954	14,0	10,0	600	113
155	Вернаяс, Швейцария	Эрликон		До 1938	14,0	11,0	333	124
156	Нагано	АЭГ	г.	До 1930	14,5	6,6	375	74
157	Нагано	АЭГ	г.	До 1930	14,5	6,6	450	74
158	Кепдун	Ингл. Эл.	в.	До 1931— —1935	14,5	11,0	250	123
159	Ванкувер-Иордан	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	15,0	6,6	300	74
160	Девис Ривер, США	В США		1927—1934	15,0	6,6	450	74
161	Каролина, США	В США		1927—1934	15,0	7,2	86	80
162	Мерикоски	АЭГ	в.	1930—1941	15,0	10,5	150	117
163	Тонгленд	Ингл. Эл.	в.	До 1931— —1935	15,47	11,0	214	120
164	Вернаяс, Швейцария	Эрликон		До 1938	16,0	11,0	333	120
165	Вингитоль	Эрликон	в.	До 1938	16,5	8,8	500	94

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна, район, тип)	Фирма	Исполнение*	Период ввода	S, Мва	U, кв	n, об/мин	CU, %
166	Вэйтэйки	Ингл. Эл.	в.	До 1931— —1935	16,67	11,0	500	119
167	Глинли	Ингл. Эл.	в.	До 1931— —1935	16,88	11,0	428	118
168	Рюокан	АЭГ	г.	До 1930	17,5	6,6	375	70
169	Сан-Францискито, США	В США		1927—1934	17,5	6,6	428	70
170	Навиа	АЭГ	в.	1930—1941	18,0	6,0	250	64
171	Этзелверк	Эрликон	в.	До 1938	18,0	10,0	500	105
172	Рюоканфос	Эрликон	в.	До 1938	18,35	11,0	600	117
173	Бургунлло	Эрликон	в.	До 1938	18,75	7,5	375	79
174	Сан-Пауло, Бразилия	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	20,5	6,6	600	68
175	Женье, Франция		в.	1944—1954	20,5	12,0	375	123
176	Дрезден	АЭГ	г.	До 1930	21,5	10,0	375	102
177	Шевриль, Франция		в.	1944—1954	21,5	10,3	500	105
178	Суирико	АЭГ	в.	1930—1941	23,3	11,0	360	109
179	Чат фолс, США	В США		1927—1934	23,5	13,2	125	131
180	Тироль	АЭГ	г.	До 1930	25,0	5,5	500	54
181	Фарман шолс, США	В США		1927—1934	25,0	6,9	100	68
182	Кордеак, Франция		в.	1944—1954	25,0	10,5	300	103
183	СВ600/110-40			До 1957	25,0	10,5	375	103
184	Монтекатини (Милан)	Эрликон	в.	До 1938	25,0	11,0	250	107
185	Тата Бира, Индия	Ингл. Эл.	г.	До 1931— —1935	26,0	12,5	375	121
186	Вербуа, Швейцария			1943	27,5	18,0	136,4	182
187	Пегга, Швейцария				28,0	12,0	300	114
188	Массон, США	В США		1927—1934	28,0	13,2	167	125

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна, район, тип)	Фирма	Исполнение*	Период ввода	S, Мва	U, кв	n, об/мин	CU, %
189	Бирсфельден, Швейцария			1950	28,6	6,6	68,2	62
190	Норвегия	АЭГ	г.	До 1930	29,0	12,0	300	113
191	Хаурс Нест, США	В США		1927—1934	30,0	6,9	150	64
192	Эгъен, Франция		в.	1944—1954	30,0	12,0	214	112
193	Кембс, Франция		в.	1927—1935	31,0	8,8	93,7	72
194	Мексика	АЭГ	в.	1930—1941	31,5	13,2	600	121
195	Рио Негро	АЭГ	в.	1930—1941	32,0	7,0	136	64
196	Вербано, Швейцария				32,0	12,0	600	110
197	Бромма, Франция	АЭГ	в.	1930—1935	32,5	15,0	500	137
198	Кавернио, Швейцария				33,5	12,0	375	109
199	Верк-тайн	АЭГ	г.	1930—1941	35,0	6,3	500	76
200	Бревьер, Франция		в.	1944—1954	36,0	10,0	375	89
201	Рандан, Франция		в.	1944—1954	36,0	10,3	375	92
202	Рapid Бланк, США	В США		1927—1934	36,0	11,0	109	98
203	Солтес	АЭГ	в.	1930—1941	37,0	13,8	187	121
204	Мареж, Франция		в.	1927—1935	37,5	12,0	150	106
205	Диксенс и Чандоллине Валлис	Эрликон	г.	До 1938	37,5	13,0	500	114
206	Токио	АЭГ	в.	1930—1941	39,0	11,0	214	97
207	Токио	АЭГ	в.	1930—1941	39,0	11,0	257	97
208	Херайн	АЭГ	г.	1930—1941	40,0	6,3	500	55
209	Хенгштейн	АЭГ	г.	До 1930	40,0	10,5	300	91
210	Хандек II, Швейцария			1950	40,0	13,5	—	117
211	Сарранс, Франция	АЭГ	в.	1930—1935	40,0	15,0	214	130
212	Бохарнуа, США	В США		1927—1934	43,5	13,2	75	112
213	Наутэхолэ, США	В США		1927—1934	45,0	13,0	512	111

№ п/п.	Гидрогенератор (станция, страна, район, тип)	Фирма	Исполнение*	Период ввода	S, Мва	U, кв	n, об/мин	C _U , %
214	Обераар, Швейцария			1953	45,0	13,5	375	113
215	СССР	АЭГ	в.	1930—1941	47,0	10,5	375	88
216	Абитиб Каньон, США	В США		1927—1934	48,5	13,8	150	114
217	Южн. Америка	АЭГ	в.	1930—1941	50,0	6,6	115	54
218	Тайэрн верк	АЭГ	г.	1930—1941	50,0	10,25	500	85
219	Кордеак, Франция		в.	1944—1954	50,0	10,5	214	86
220	Инерткирхен. Швейцария			1942	52,25	13,5	—	109
221	Донзер, Франция		в.	1944—1954	58,8	10,5	107	83
222	Фьеонне, Швейцария				60,0	10,5	750	82
223	Монпеза, Франция		в.	1944—1954	63,0	15,5	428	120
224	Каховка				65,0	13,8	62	106
225	Дайэблоу, США	В США		1927—1934	66,7	13,8	67	105
226	Рид, Швейцария				67,0	10,5	500	80
227	Сунгари	АЭГ	в.	1930—1941	70,0	13,8	125	105
228	Жениссиа, Франция		в.	1944—1954	70,0	15,0	150	114
229	Мальговер, Франция		в.	1944—1954	80,0	10,3	428	75
230	Шастан, Франция		в.	1944—1954	87,5	15,0	150	107
231	Зарубежный				87,5	15,5	600	110

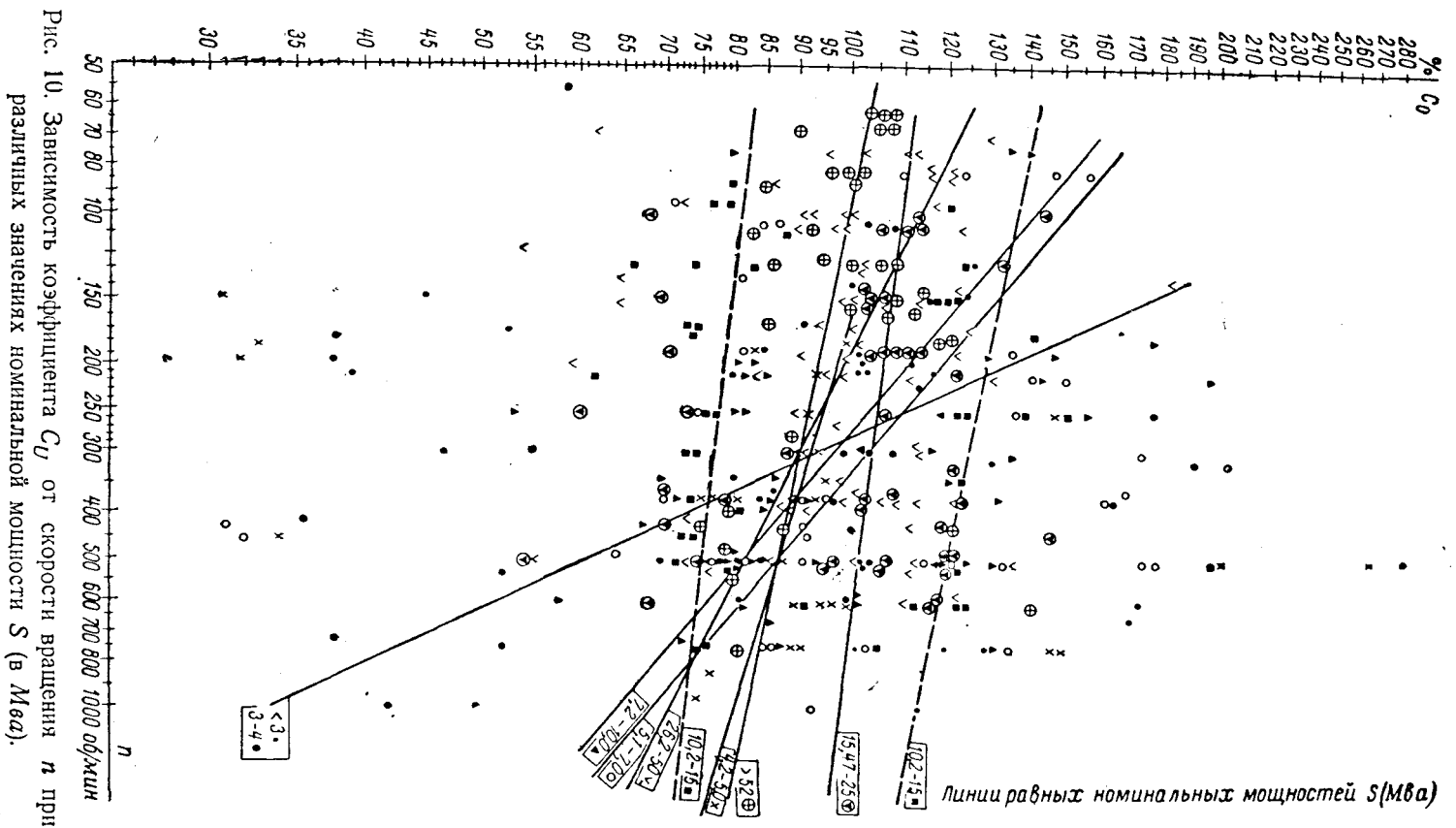


Рис. 10. Зависимость коэффициента C_U от скорости вращения n при различных значениях номинальной мощности S (в Мва).

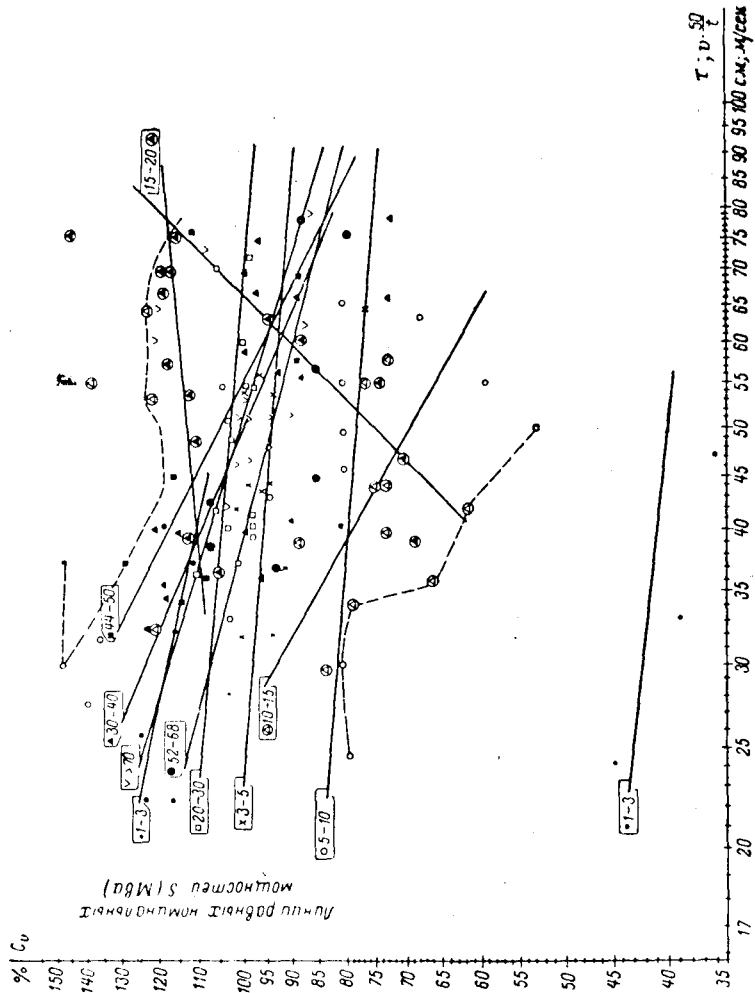


Рис. 11. Зависимость коэф-фициента C_U от величины по-люсного деления τ при раз-личных значениях номиналь-ной мощности S (Mva).

Автор хотя и рекомендует для дальнейшего употреб-ления формулу (105), но считает своим долгом поделить-ся с читателями предварительными (и поэтому ниже еще не использованными) результатами своих поисков лучшей корреляционной формулы, определяющей прямую связь номинального напряжения гидрогенератора с неко-торыми его номинальными величинами (по табл. 12).

Величина, обратная C_U , имеет вид:

$$C'_U = 0,815 \frac{S^{0,25}}{U} = 1 \pm \Delta. \quad (109)$$

Несколько лучшие результаты для такой конструкции формулы дает выражение

$$C''_U = 0,625 \frac{S^{0,29}}{U} = 1 \pm 0,19. \quad (110)$$

Учет влияния окружной скорости (v) дает формулу

$$C'_{Uv} = 1,212 \frac{S^{0,46}}{v^{0,67} U} = 1 \pm 0,23, \quad (111)$$

фактические данные для этой формулы приведены на рис. 12 (по табл. 12).

Учет влияния скорости вращения дает формулу

$$C_{Un} = 1,532 \frac{S^{0,327}}{n^{0,287} U} = 1 \pm 0,24. \quad (112)$$

Заметим, что последние две формулы связаны соотно-шением

$$C_{Uv} = C_{Un} C_d^{2/3}. \quad (113)$$

Попытка найти зависимость между номинальным на-пряжением и номинальным электромагнитным моментом достаточно удовлетворительных результатов не дала.

Наилучшая же в этом смысле формула имеет вид:

$$C_{Um} = k \frac{\left(\frac{S}{n}\right)^{0,33}}{U} = 1 \pm \Delta. \quad (114)$$

Еще раз возвращаясь к формуле (26)

$$Sn \rightarrow \text{const},$$

мы считаем необходимым привести рис. 13 (по табл. 12—14 и 16—17), на котором приведены S и n для 423 гидро-генераторов.

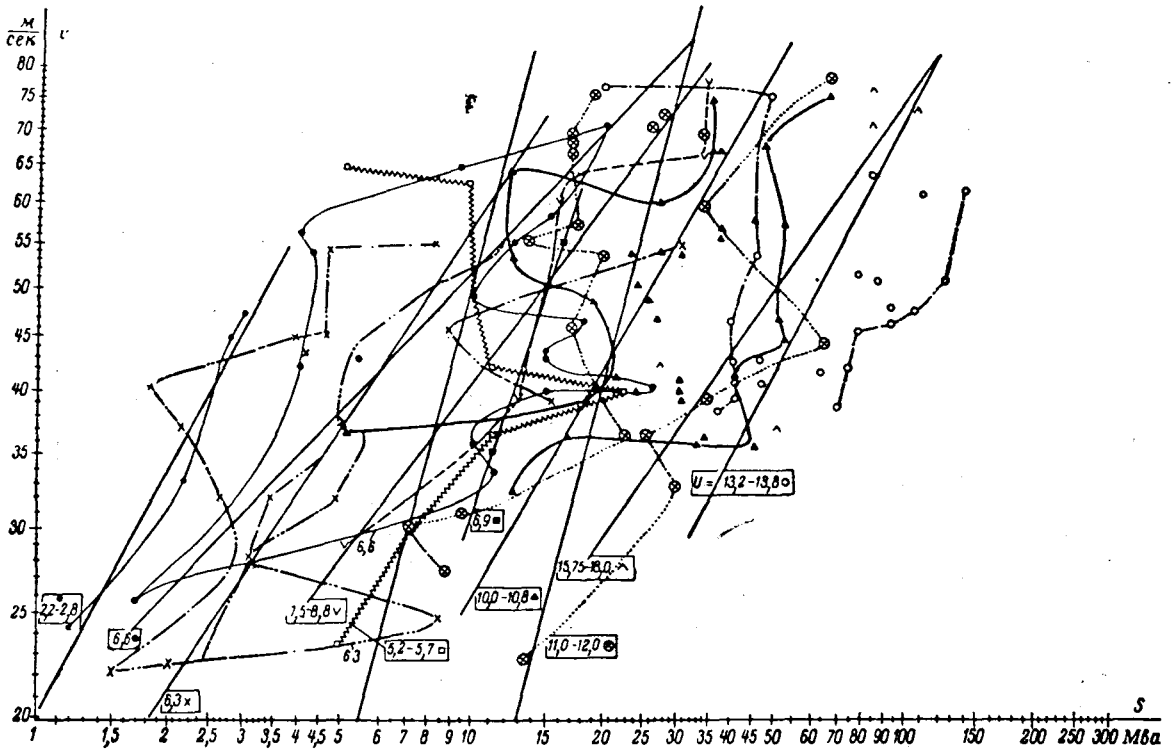


Рис. 12. Взаимосвязь (в первичном виде) номинального напряжения с номинальной мощностью и линейной скоростью (на ободе ротора) в номинальном режиме. Прямые являются линиями равных номинальных напряжений (U) с указанием диапазона колебаний U по S и v ; кривые же очерчивают этот диапазон.

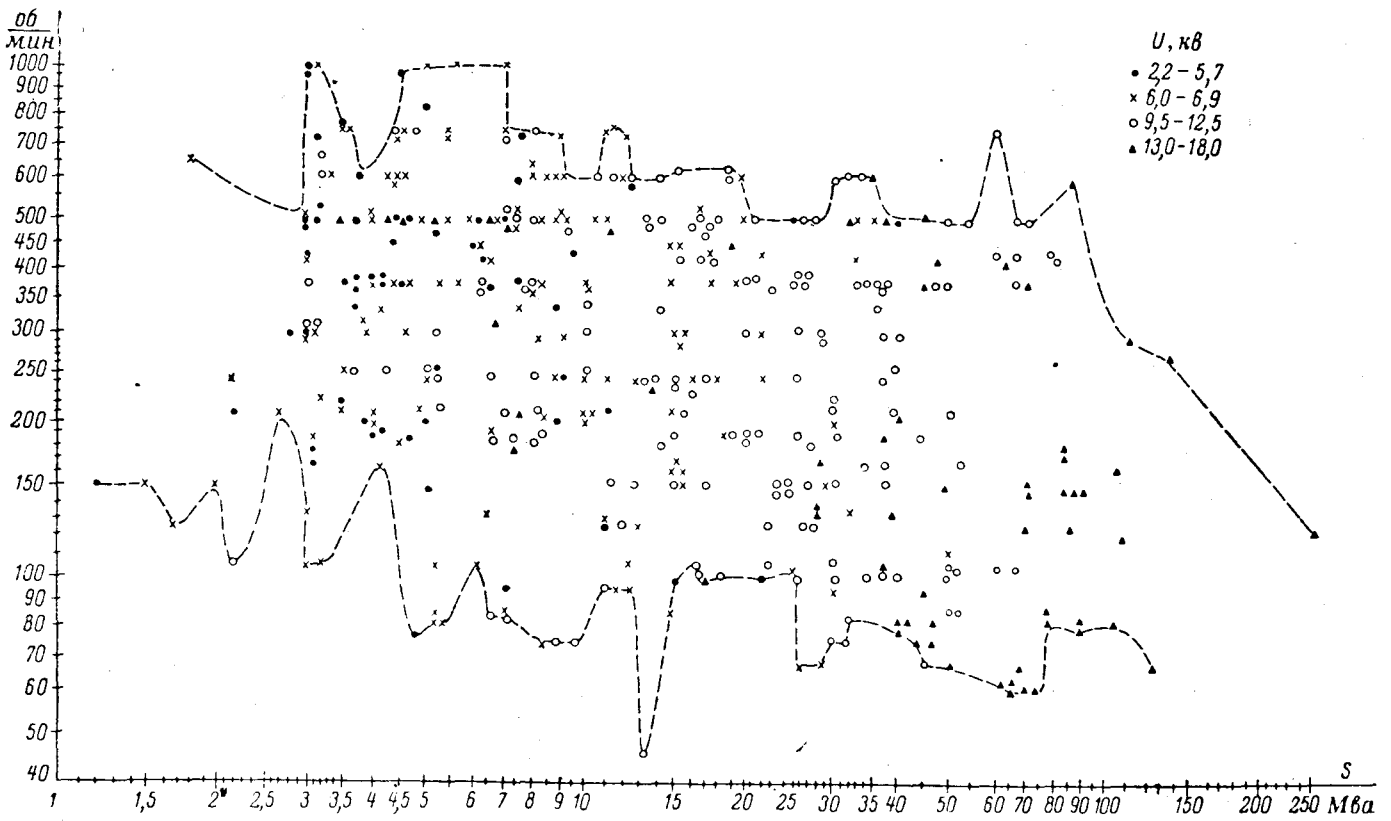


Рис. 13. К вопросу о формуле $S_n \rightarrow const$.

Из рис. 13 видно, что зависимость, описываемая формулой (26), в действительности не существует.

В табл. 18 приведены среднегрупповые колебания постоянной C_U для гидрогенераторов различных стран, фирм и исполнений с неповторяющимся сочетанием номинальных величин и геометрических размеров, выпущенных в различное время (табл. 18 составлена в основном по материалам табл. 17).

Таблица 18

Средние значения относительной постоянной C для гидрогенераторов различных фирм и тенденции изменения C_U за период 1925—1957 гг.

№ п/п.	Фирма (страна)	Годы	Число гидрогенераторов	C_U	C_U	
					макс	мин
1	США	1927—1934	22	0,93	5,67	
2	АЭГ	До 1930	49	0,98	6,00	
3	Инглиш электрик	До 1931—1935	23	0,98	5,75	
		До 1930	94	0,97	—	
4	Эрликон	До 1938	80	1,09	8,78	
5	АЭГ	1930—1941	30	1,00	2,83	
6	Франция	1931—1954	22	1,07	1,97	
7	Инофирмы	1940—1957	6	0,94	1,47	
8	Швейцария	1932—1953	12	1,08	2,61	
9	Швеция	1944—1952	8	0,93	1,76	
10	СССР	1940—1957	14	0,98	1,67	
11	СССР	Каталог 1957 г.	16	1,01*	1,91	
		1930—1957	188	1,05	—	
		Всего	282	1,01	—	
			6	1,03	—	

* В том числе типичные для СССР

В табл. 18 обращает на себя внимание высокий уровень постоянной C_U гидрогенераторов, установленных во Франции и Швейцарии в 30-е годы и позднее, и гидрогенераторов, созданных фирмой Эрликон.

В табл. 19 и 20 приведены изменения постоянной C_U для 56 гидрогенераторов, а именно тех, для которых

Таблица 19

№ п/п.	Гидростанция	Годы XX в.	S , Мва	U , кв	n , об/мин	C_U , %
1	Иннсбрук	До 1930	3,0	11,5	315	191
2	Дель Пиндо	До 1938	3,2	10,4	660	169
3	Фотландсвоог	До 1938	3,2	10,5	600	172
4	Осло	До 1930	3,5	11,0	250	176
5	Дель Венето	До 1938	3,8	8,3	315	130
6	Чамисек	До 1938	4,3	10,0	750	151
7	Де Л'огве	До 1938	4,5	13,5	500	202
8	Оберемс Валлис	До 1938	4,7	10,0	750	148
9	Цимлянский	1952	5,0	10,5	250	153
10	Дейхоф	1930—1940	5,2	10,5	214	152
11	Бреманген	До 1938	5,2	12,0	300	174
12	Бонингтон	До 1931—1935	6,0	11,5	375	161
13	Киото	До 1930	6,0	12,0	360	167
14	Рьюканфос	До 1938	6,3	10,0	250	139
15	Тифенхостель	До 1938	6,4	13,0	500	178
16	Шгора	До 1930	6,5	11,5	83	157
17	Лиенфос	До 1930	6,6	10,0	187	135
18	Форно	До 1938	7,0	10,0	504	135
19	Чандолине Валлис	До 1938	7,0	10,0	750	134
20	Жонаж	1925—1927	7,0	10,5	214	141
21	Чанси	1926	7,0	11,0	83	148
22	Форно	До 1938	7,0	13,0	504	174
23	Тохоку	1930—1940	7,2	11,0	187	147
24	Бохарнуа	1927—1934	7,2	13,2	180	176
25	Гвадальквивир	До 1938	7,5	10,0	375	132
26	Турмонн	До 1938	8,0	10,0	750	130
27	Дефер ду Миди	1931—1935	8,0	10,0	500	130
28	Бреманген	До 1938	8,0	12,0	250	156
29	Орлстаун	1931—1935	8,1	11,0	214	140
30	Кэрсфед	1931—1935	8,1	11,0	214	142
31	Волхов	1926	8,8	11,0	75	142
32	Волхов	1926	9,6	11,0	75	136
33	Маруямо	1930—1940	10,0	11,0	300	135
34	Майон	1926	13,3	12,0	250	138
35	Тиссефольден	1930—1940	13,5	13,5	250	152
36	Гамильтон	1927—1934	13,8	12,5	171	142
37	Рок Айленд	1927—1934	16,7	13,8	100	148

постоянная C_U или выше 1,30 (табл. 19—8% генераторов) или номинальное напряжение которых равно 15 кв или выше (табл. 20—4% генераторов).

Из последних двух таблиц видно, что:

а) высокий уровень постоянной C_U ($\geq 1,30$) имеет место главным образом на маломощных гидрогенераторах (до 17 Мва);

Таблица 20

№ п/п.	Гидростанции	Годы XX в.	S, Мва	U, кв	n, об/мин	%
1	Бернише Шпиз	До 1938	3,4	17,5	500	281
2	То же	До 1938	4,2	17,5	500	265
3	Аксерсанд	До 1938	5,1	15,5	500	224
4	Майланд	До 1930	6,6	15,0	315	204
5	Тролендсфос	До 1930	7,5	15,0	214	198
6	Лонза	До 1930	11,0	16,5	500	198
7	Вербуа	1943	27,5	18,0	136	182
8	Бромма	1927—1935	32,5	15,0	500	142
9	Сарранс	1930—1941	40,0	15,0	214	130
10	Свирь-2	1950	50,0	15,8	68	129
11	Монпеза	1944—1954	63,0	15,5	428	120
12	Жениссиа	1944—1954	70,0	15,0	150	114
13	АЭГ	1930—1941	70,0	15,0	150	113
14	Гувер Дэм	1934	82,5	16,5	180	120
15	Булдер Дэм	1936	82,5	16,5	180	120
16	Шастан	1944—1954	87,5	15,0	150	107
17	АЭГ	1930—1941	90,0	15,0	150	107
18	Харспронгет	1951	105,0	16,0	167	109
19	Братская	1961	253,0	15,8	125	91

б) для гидрогенераторов, имеющих сравнительно высокое номинальное напряжение (15—18 кв), уровень постоянной C_U быстро падает с ростом номинальной мощности.

Поскольку при современном состоянии качества изоляционных материалов корпусной изоляции обмотки статора гидрогенератора повышение его номинального напряжения (при равных номинальных величинах: S , n и D) вызывает рост высоты l активной стали статора, нетрудно показать (рис. 14), что постоянная C_0 связана с постоянной C_U по предлагаемой нами формуле

$$C_l = C_0 C_U^{0,33} = 1 \pm \Delta \quad (115)$$

или

$$C_l = 1,7 \frac{S^{0,47} U^{0,33}}{n^{-0,20} l} 10^{-3} = 1 \pm 0,19. \quad (116)$$

Пользуясь формулой (94), получаем:

$$C_l = 1,35 \frac{S^{0,47} d^{0,67}}{n^{-0,20} l} \cdot 10^{-3}. \quad (117)$$

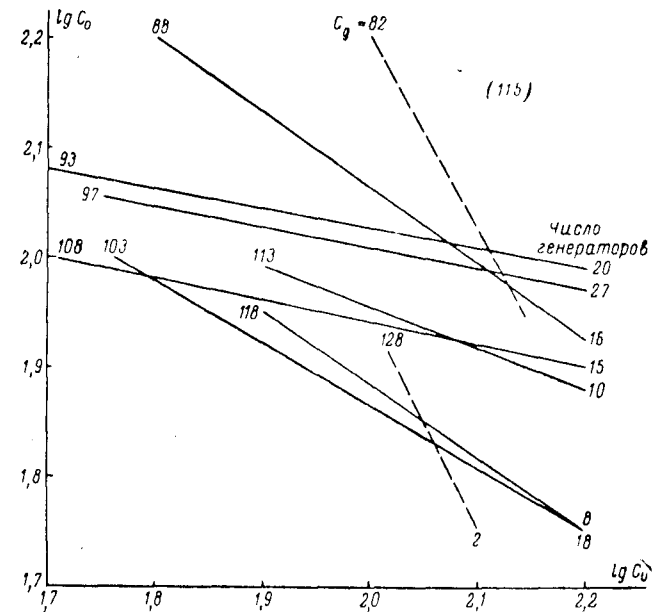


Рис. 14. Зависимость логарифма относительной постоянной C_0 [формула (97)] от логарифма уровня напряжения C_U [формула (105)] при различных значениях относительной постоянной C_d [формула (96)]; в левом (верхнем) конце кривых показаны значения C_d [%], а в правом (нижнем) — число гидрогенераторов, соответствующее данной кривой. Рисунок является основой для получения относительной постоянной C_l [формула (115)].

Заметим, что, как видно из табл. 12, постоянная C_l точнее, чем C_0 , описывает влияние на высоту l величин, ее определяющих.

На рис. 15 изображены взаимосвязи, устанавливаемые формулами (105), (94) и (117).

С учетом изложенного относительная машинная постоянная будет иметь вид:

$$C = C_l C_d^3 = 1 \pm \Delta \quad (118)$$

или

$$C = \left(1,7 \frac{S^{0,47} U^{0,33}}{n^{-0,20} l} 10^{-3} \right) \left(13,4 \frac{S^{0,20}}{D n^{0,57}} \right)^3 = 1 \pm \Delta. \quad (119)$$

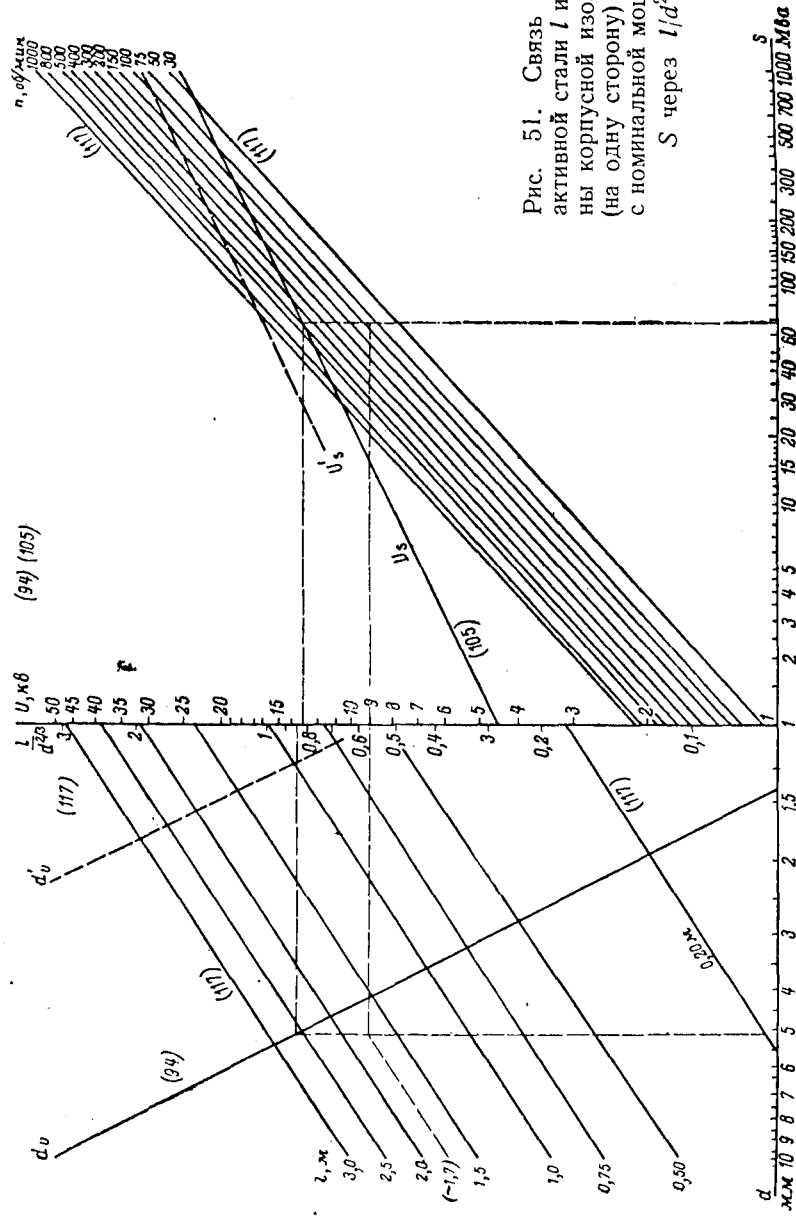


Рис. 51. Связь высоты активной стали l и толщины корпусной изоляции d (на одну сторону) в пазу с номинальной мощностью S через $l/d^{2/3}$.

Линия U_S дает связь номинального напряжения с номинальной мощностью, а линия d_U — связь толщины корпусной изоляции с номинальным напряжением; в обоих случаях для компаундированной микаленты. Линии U'_S и d'_U для изоляции (подлежащей разработке), обеспечивающей создание машин в 1000 Мва в (примерно) современных габаритах. Дан пример пользования графиком для углеродистого гидрогенератора.

Полагая в формуле (119) $\beta=2$ (показатель степени при D в формуле Арнольда), легко можно получить выражение для $C_m C_2$ (93).

Из формулы (70) видно, что величины D и l взаимосвязаны и через маховой момент, при этом оказывается, что при правильно (оптимально) выбранном маховом моменте небольшое отступление величины внутреннего диаметра D активной стали статора от ее оптимального значения вызывает обратное изменение высоты активной стали, но в степени 3,5.

Если считать величину махового момента неизвестной (и не обязательно оптимально выбранной), то формулой, корреляционно наилучшим образом учитывающей влияние D на l , практически имеющее место (рис. 16) в осуществленных конструкциях, является:

$$C_L = C_l C_d^{1.33} \quad (120)$$

или

$$C_{1.33} = C_L = 0,054 \frac{S^{0,73} U^{0,33}}{l D^{1,33} n^{0,56}} = 1 \pm 0,16, \quad (121)$$

или, пользуясь формулой (94), получаем:

$$C_L = 42,7 \frac{S^{0,73} d^{0,67}}{l D^{1,33} n^{0,56}} \cdot 10^{-3}. \quad (122)$$

Как видно [см. также табл. (12)], определение l по формуле (121) дает несколько лучшие результаты, чем по формуле (116). На рис. 17 взаимосвязаны величины формулы (122).

По аналогии с (120) (рис. 16) найдем, что

$$C_D = C_d C_l^{0,167} \quad (123)$$

или

$$C_D = 4,63 \frac{S^{0,278} U^{0,056}}{D l^{0,167} n^{0,537}} = 1 \pm 0,07. \quad (124)$$

Показатель β в формулах (103) и (119) может быть взят, например, в пределах от -1 до $+4$ практически любым, и во всех случаях среднее значение относительной постоянной C оптимально выбранного генератора равно 1 (с учетом тенденции изменения).

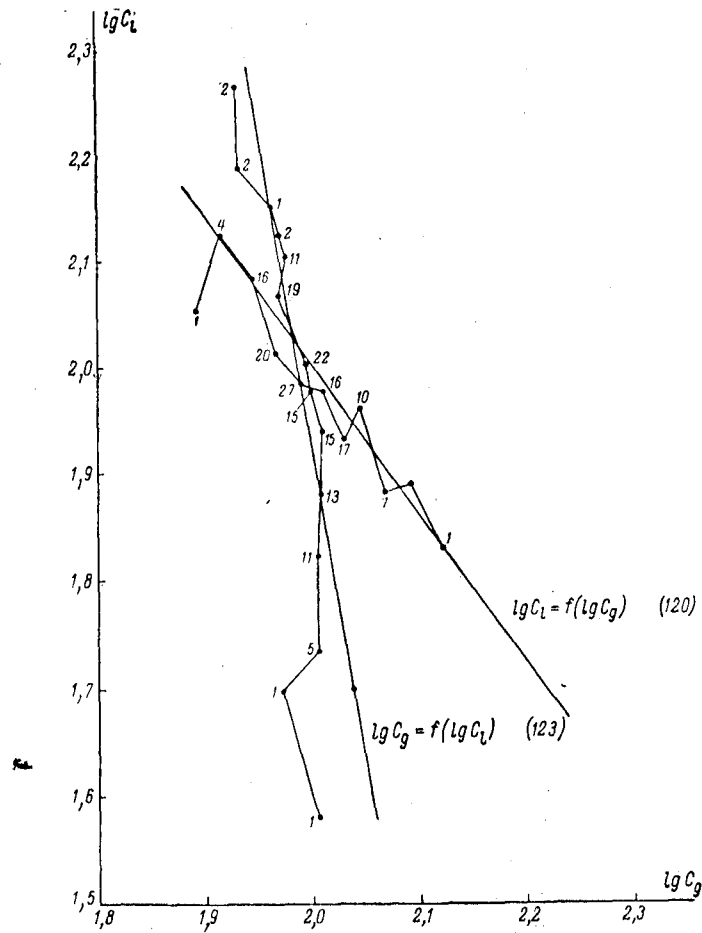


Рис. 16. Корреляционные взаимосвязи [формулы (120) и (123)] между высотой активной стали статора l и внутренним диаметром его D через логарифмы относительных постоянных C_l и C_g ; при каждой точке показано число гидрогенераторов.

Нетрудно показать, что для оптимально выбранного гидрогенератора относительная постоянная C [в формуле (119)] характеризует при:

$\beta = -1$ — коэффициент соответствия $\lambda (= l/\tau)$ с геометрией гидрогенератора (C_λ);

$\beta = 0$ — коэффициент использования высоты активной стали статора по внутренней поверхности (C_l);

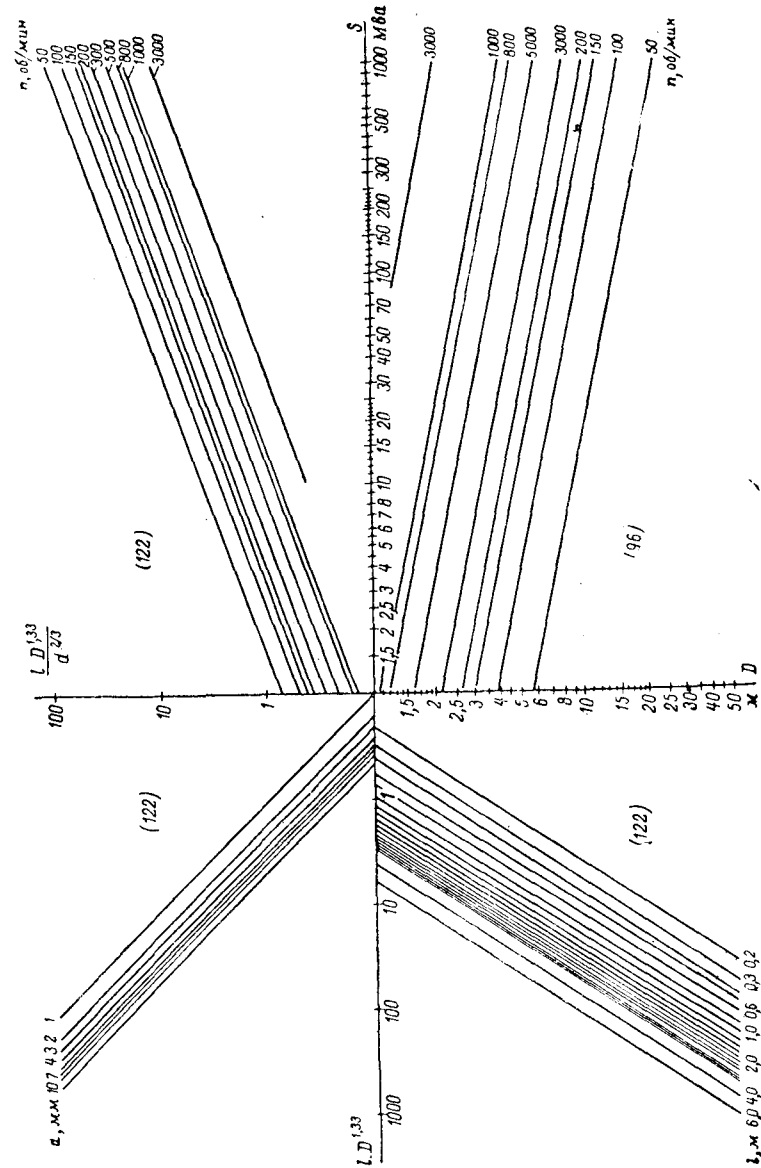


Рис. 17. Взаимосвязь величин: S , D (через n) и S , l , D (через n и d) [к формуле (122)] Толщину изоляции, выполненной из микаленты, определять по (94).

$\beta = 1,00$ — коэффициент использования поверхности активной стали статора (C_1);
 $\beta = 1,17$ — коэффициент соответствия геометрии активной стали статора гидрогенератора его номинальным величинам;
 $\beta = 2,0$ — коэффициент использования объема пространства, заключенного в расточке статора ($C_2 = C_m$);
 $\beta = 3,5$ — коэффициент соответствия инерционности генератора геометрии его ротора ($C_m \approx C_{3,5}$) и, наконец, что касается второго множителя формулы (119) C_d , то C_d — коэффициент использования внутреннего диаметра активной стали статора и коэффициент соответствия полюсного деления с геометрией гидрогенератора (C_r).

Данные, приведенные в табл. 21 и в [Л. 73], дают возможность учесть специфику влияния переходной реактивности X'_d на высоту (длину) активной стали статора l гидрогенераторов СССР формулой (см. также рис. 19)

$$C_x = 9,25 \sqrt{S} \frac{1 - X'_d}{l} 10^{-3} = 1 \pm 0,14. \quad (125)$$

По аналогии с предыдущим нетрудно показать, (рис. 18), что между C_x и C_U существует взаимозависимость:

$$C_{xU} = C_x C_U^{0,33} = 1, \quad (126)$$

и тогда, учитывая формулы (105) и (94), будем иметь из формулы (125)

$$C_{xU} = 9,95 \frac{S^{0,416} U^{0,33}}{l} (1 - X'_d) \cdot 10^{-3} = 1 \pm 0,14 \quad (127)$$

и

$$C_{xU} = 7,90 \frac{S^{0,416} d^{0,67}}{l} (1 - X'_d) \cdot 10^{-3} = 1 \pm \Delta \quad (128)$$

или, деля формулы (93) и (95) на (127) и (128) (соответственно) и статистически приравнивая результат к 1, получаем:

$$C_{mx} = 27,3 \frac{S^{0,45}}{D^2 (1 - X'_d) n^{0,94}} = 1 \pm 0,18. \quad (129)$$

Таблица 21

п/п №	Гидростанция (гидрогенератор)	Годы XX в.	S, Мва	U, кв	n, об/мин	D, см	l, см	X'_d	C_x, %	C_xU, %	C_mx, %
1	Перерва	1936	1,7	6,6	125	394	30	0,24	96,6	104	71
2	Буурдинская	1953	3,8	6,3	300	283	39	0,38	90,1	90	61
3	Бурджарская	1934	4,0	6,6	214	373	35	0,29	118,8	120	105
4	Кальерья	1932	4,3	6,6	375	275	40	0,22	118,1	118	110
5	ВВ-654-Z875	1933	4,6	6,3	375	275	46	0,25	103,0	101	122
6	Аджарис	1934	10,0	6,6	250	372	60	0,27	112,4	105	96
7	Пальеозерская	1954	12,5	10,5	150	411	84	0,39	75,1	81	168
8	ЗАГЭС-2	1933	15,0	6,6	167	500	77	0,38	91,3	82	108
9	ВВ 744-300	1932	15,0	6,6	300	367	110	0,24	78,4	71	96
10	СВ 546/80-36	1933	15,0	6,6	167	457	80	0,38	87,8	79	130
11	Н.-Тулумская	1935	15,6	6,3	150	498	90	0,31	88,4	78	111
12	Нива-1	1952	16,2	10,5	107	648	80	0,32	100,3	102	90
13	Канакир	1933	16,5	11,0	500	262	130	0,19	73,9	79	115
14	Иванково	1936	18,0	10,5	100	750	76	0,28	117,4	122	74
15	Нива-2	1933	18,7	10,5	188	487	90	0,36	90,0	94	111
16	Кегумская	1952	22,5	11,0	107	648	100	0,34	90,9	95	111
17	Маткоженская	1952	23,5	10,5	150	512	125	0,33	75,9	77	131
18	Ондский	1954	23,5	10,5	150	646	80	0,35	115,1	117	85
19	Сходня	1937	25,0	10,5	188	494	110	0,33	89,2	90	114
20	СВ 600/110-40	До 1957	25,0	10,5	150	—	110	0,32	90,4	93	—
21	Камский	1956	26,3	10,5	125	567	145	0,30	72,4	73	126
22	Ниазбекская	1937	27,0	10,5	150	687	75	0,28	145,9	146	72
23	Энсо	1945	30,0	10,5	100	749	105	0,30	107,0	106	95
24	СВ 566/125-32	До 1957	30,0	10,5	188	555	125	0,27	93,7	93	92
25	Свирь-3	1932	30,0	11,0	75	852	170	0,25	70,6	72	90

п/п №	Гидростанция (гидрогенератор)	Годы XX в.	S, МПа	U, кв	n, об/мин	D, см	l, см	X'd	C _x , %	C _{xU} , %	R _{тх} , %
26	СВ 425/136-16	1937	33,0	11,0	375	355	136	0,28	90,2	90	122
27	Княжая Губа	1953	40,0	10,5	100	797	120	0,31	106,6	104	97
28	СВ 655/110-32	До 1957	44,0	10,5	188	590	125	0,30	108,3	104	99
29	Свирь-2	1950	50,0	15,8	68	1044	145	0,31	98,5	107	89
30	Нарва	1950	52,0	10,5	88	969	120	0,28	126,2	120	80
31	Гюмушская	1952	66,0	10,5	375	386	210	0,21	89,4	83	131
32	Угличская	1938	68,8	13,8	62	1182	170	0,27	104,0	106	82
33	СВ 1340/150-96	1952	71,5	13,8	62	1282	150	0,29	117,0	119	74
34	ДнепротЭС	1929	77,5	13,8	88	1046	150	0,30	120,2	124	70
35	Мингечаур	1952	85,5	13,8	125	778	190	0,32	96,6	96	118
36	Иркутск	1955	103,5	13,8	83	1096	180	0,35	107,7	106	98
37	Волжская	1956	123,5	13,8	68	1430	200	0,19	131,7	127	60
С _{мин} , %											
С _{макс} , %											
С _{мин} : С _{макс} , %											
Процент отклонений С от 1 в пределах С = 0,75 — 1,25											
±ΔС, % (среднее отклонение отдельного определит С от 1)											
Плотность распределения % на 0,01 С при С = 0,91 — 1,10											
№ формулы											

Формулы (125) и (127) — (129) верны для гидрогенераторов СССР (табл. 21), для оптимального же гидрогенератора, учитывающего и иностранные конструкции $C_{xU} = 0,887$ и $C_{mx} = 0,887$ [или же вместо коэффициентов 9,95 и 27,3 в формулах (127) и (129) следует взять коэффициенты 11, 22 и 30,75].

Формула, определяющая отношение D/l данного гидрогенератора к той же величине оптимального гидро-

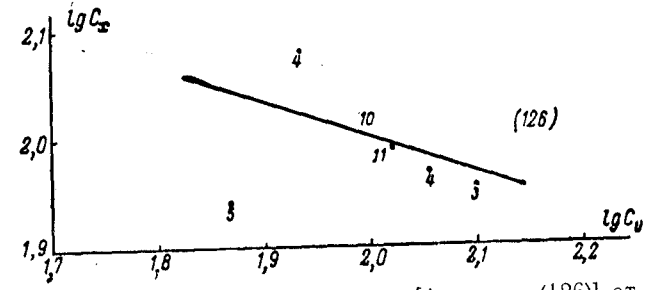


Рис. 18. Корреляционная связь [формула (126)] относительной постоянной C_x с уровнем напряжения C_U . При каждой точке указано соответствующее ей число гидрогенераторов.

генератора при их одинаковых номинальных величинах S и n , имеет вид:

$$C_{dl} = 0,127 \frac{D}{l} S^{0,267} n^{0,77} U^{0,33} \cdot 10^{-3} = 1 \pm \Delta. \quad (130)$$

Табл. 12 дает возможность установить и такую статистическую в данном случае возможно корреляционную, но достаточно точную связь (см. также рис. 19)

$$C_{dU} = 0,0437 \frac{Dn^{0,5}}{U^{0,5}} = 1 \pm 0,12. \quad (131)$$

Оценка основных формул, рассмотренных выше (а частично и ниже), дана в табл. 12, 21 и 22.

Следует отметить, что все новые оригинальные формулы, полученные в данной работе, отображают средние статистические соотношения, существующие между номинальными величинами и геометрическими размерами оптимального (нормального) гидрогенератора и соответ-

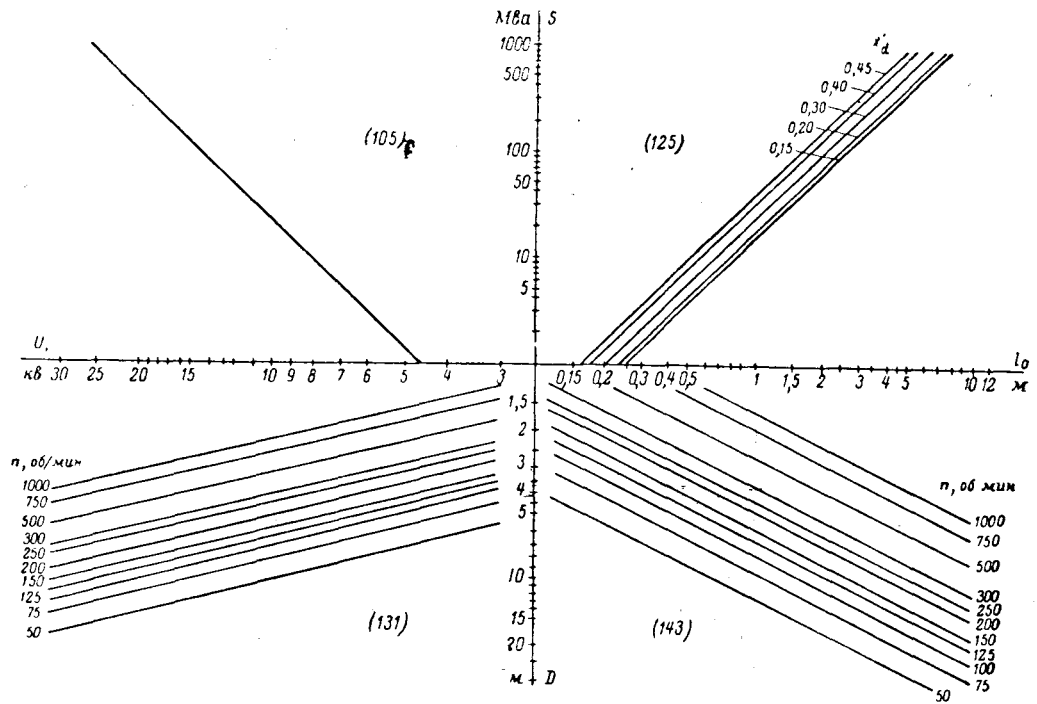


Рис. 19. **Верх** — зависимость полной высоты активной стали статора [формула (125)] от S и X'_d и зависимость номинального напряжения гидрогенератора от его номинальной мощности S [формула (105)]. Для $n > 300$ об/мин формулу (125) и соответствующую часть данного рисунка можно применять лишь ориентировочно.
Низ — связь внутреннего диаметра статора гидрогенератора через его скорость вращения с высотой активной стали [формула (143)] и номинальным напряжением [формула (131)]; применимость до $S = 125$ Мва (а выше — ориентировочно).
 Пояснение для l_0 см. рис. 9.

Таблица 22

c	C_{nsk} $C_{n\lambda}$	C_{nsf} C_{nf}	C_{nf}	C_{nk}	C_{nf}	C_{np}	C'_k	C'_{vp}	C''_{wp}	C_{Σ}	C_{Γ}	$C_{\Gamma n}$	C_B
$C_{\min} : C_{\max}$	51	49	46	69	71	29	64	55	4	11	14	19	12
% отклонения от $1 \leq 0,25$	97	91	92	93	95	86	97	93	73	64	34	78	36
$\pm \Delta C, \%$	9	12	11	6	7	16	10	11	20	31	50	18	43
Плотность	327	244	270	414	333	212	316	267	100	139	68	170	94
№ формулы	19,21	20,22	23	24	25а	22	29	35	41	53	54	79	88

Продолжение табл. 22

c	C_{Bm}	C_{AU}	$C_{U\tau}$	C_{Uv}	C''_U	$C'_{U\tau}$	C_{Un}	$C_{\lambda v}$	$C_{\lambda d}$	$C_{\lambda s}$	C_{dt}	C'_1
$C_{\min} : C_{\max}$	33	32	22	22	21	25	18	46	40	57	34	33
% отклонения от $1 \leq 0,25$	68	72	77	77	76	61	59	93	82	97	73	79
$\pm \Delta C, \%$	21	17	16	16	19	23	24	12	15	8	19	16
Плотность	147	181	238	268	183	126	133	247	235	312	157	184
№ формулы	90	91	106	108	110	111	112	131	142	149	159	103 при $\beta=1$

ствуют минимальному среднему отклонению отдельного определения постоянной C от ее действительного значения для уже реально осуществленных гидрогенераторов.

Поэтому другие показатели степеней для величин, входящих в ту или иную формулу (и строчку или графу корреляционной таблицы), всегда давали увеличение среднего отклонения, уменьшение точности формулы, увеличивали рассеяние и уменьшали отношение минимального значения C к максимальному и поэтому отвергались.

7. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ МОМЕНТ ВРАЩЕНИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

Условно примем по аналогии с [Л. 50] за электромагнитный момент вращения гидрогенератора отношение S/n и установим связь этого момента с геометрией гидрогенератора и его номинальным напряжением.

Исходя из формулы (119), приравняв друг к другу показатели степени при S и n обоих множителей формулы и найдя из уравнения

$$0,47 + 0,20\beta = -0,20 + 0,57\beta, \quad (132)$$

что в этом случае $\beta = 1,81$, получаем:

$$C_{1,81} = 0,186 \frac{S^{0,83} U^{0,33}}{D^{1,81} l n^{0,83}} = C_l C_d^{1,81} = 1 \pm \Delta \quad (133)$$

или

$$C_{sn} = 0,133 \frac{SU^{0,4}}{D^{2,18} l^{1,20} n} = (C_l C_d^{1,81})^{1,20} = 1 \pm \Delta. \quad (134)$$

8. К ВОПРОСУ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВНУТРЕННЕГО ДИАМЕТРА СТАТОРА

Представляет большой практический интерес установить, в какой мере существующие (опубликованные в литературе) приемы определения внутреннего диаметра активной стали статора совпадают с данными, получающимися на основании статистического анализа уже выполненных конструкций гидрогенераторов.

а) Связь диаметра с l и n

В [Л. 35] приведена формула

$$\lambda = k_\lambda \sqrt[3]{p}, \quad (135)$$

где

$$k_\lambda = 0,7 - 1,0 \text{ (в среднем } 0,85);$$

$$p = \frac{60f}{n} \text{ (число пар полюсов);} \quad (136)$$

$$\lambda = \frac{l}{\tau}, \quad (137)$$

$$\tau = \frac{\pi D}{2p} \text{ (полюсное деление),} \quad (138)$$

тогда

$$l = \frac{\pi}{120f} 0,85 (60f)^{1/3} D \frac{n}{n^{1/3}}, \quad (139)$$

откуда

$$l = D \sqrt[3]{n^2} m, \quad (140)$$

где $m = 0,006$ (в среднем), тогда

$$D = 167 \frac{l}{\sqrt[3]{n^2}}. \quad (141)$$

Принимая показатели степеней при D и n теми же, как и в формуле (141), на основании статистического анализа диаметров выполненных конструкций гидрогенераторов находим:

$$C_{ld} = 0,00612D \frac{n^{0,67}}{l^{0,5}} = 1 \pm 0,15, \quad (142)$$

откуда

$$D = 164 \frac{\sqrt{l}}{\sqrt[3]{n^2}} \text{ (рис. 19).} \quad (143)$$

Из сравнения формул (141) и (143) видно, что пользование формулами, приведенными в [Л. 35], дает достаточно надежные результаты лишь для гидрогенераторов, имеющих $l = 0,85 - 1,15$ м или номинальную мощность примерно от 10 до 35 Мва.

В [Л. 50] рекомендуется со ссылкой на [Л. 35] в основу определения диаметра D принять равенство

$$\tau = (8,35 \div 8,90) \left(\frac{S}{p^{1,5}} \right)^{0,29} [см]. \quad (144)$$

Анализ показывает, что определение диаметра D , исходя из формулы (144), приводит по существу к формуле (141).

б) Связь диаметра с S и n

В [Л.53] предлагается формула

$$D = 560 \sqrt[3]{\frac{Sp^2}{\frac{l}{\tau} B_8 A}} [см], \quad (145)$$

где 1. $B_8 = 6\,000 - 8\,000$ гс (большие величины для большей мощности)

2.

Таблица 23

Для S , кВа	20—10 000	10 000—100 000
l/τ	1—2	1,5—5,0

3.

Таблица 24

Для S , кВа	До 1 000	1 000—10 000	10 000—100 000
A , а/см	250—300	300—450	450—550 550—700

Если мы обозначим

$$\frac{l}{\tau} B_8 A = \epsilon, \quad (146)$$

то, определяя интерполяцией величины l/τ , B_8 и A в зависимости от S , найдем, что:

При S , Мва	2	5	10	20	30	50	70	90	100
$\epsilon \cdot 10^{-6}$	2,1	2,9	4,5	6,7	9,1	13,2	18,3	24,9	28,0

Связь ϵ с S (кВа) хорошо описывается формулой (для S от 3 до 90 Мва отличие не превышает в среднем 9%)

$$\epsilon = 1,05 \sqrt[3]{S^2} \cdot 10^4 \quad (147)$$

или, подставляя (147) и (136) в (145), имеем:

$$D = b \frac{\sqrt[9]{S}}{\sqrt[3]{n^2}} [м], \quad (148)$$

где $b = 53,1$ при $f = 50$ гц и $b = 60,2$ при $f = 60$ гц, а в среднем $b = 56,7$.

Принимая и для этого случая показатели степеней при D и n теми же, что и в формуле (148), на основании статистического анализа диаметров D фактически выполненных конструкций гидрогенераторов находим (для $b = 56,7$):

$$C_{ds} = 0,0717D \frac{n^{0,67}}{S^{0,25}} = 1 \pm 0,08, \quad (149)$$

откуда

$$D = 13,95 \frac{\sqrt[4]{S}}{\sqrt[3]{n^2}}, \quad (150)$$

формула (150) впервые была дана нами в [Л. 72] и весьма близка к формуле (96) (рис. 9 и 17).

Из сравнения формул (148) и (150) видно, что пользование формулой (145), приведенной в [Л. 53], дает достаточно надежные результаты лишь для гидрогенераторов, имеющих мощность примерно от 15 до 40 Мва (исходя из допустимого отклонения отдельного вычисленного значения диаметра от его действительной величины $\Delta = \pm 0,08$).

В [Л. 59] Нэг и Мэдхайвен дают графическую зависимость D от S и n , которая, как найдено нами, может быть очень хорошо описана формулой:

$$D = 7,43 \frac{S^{0,223}}{n^{0,444}}, \quad (151)$$

однако заметно менее точной, чем формулы (150) и (96).

в) Связь диаметра s t и n

В [Л. 55] дана уже другая, чем в [Л. 53], формула для определения D (представленная здесь в несколько преобразованном нами виде)

$$D = (0,063 \div 0,071) \sqrt{\frac{AB_s n G D^2}{S}} [см], \quad (152)$$

где входящие в нее величины имеют значения, приведенные в табл. 26.

Таблица 26

При S , Мва	Таблица 26												
	1	2	3	4	6	8	10	20	30	40	60	80	100
A , а/см	420	460	480	490	510	520	530	550	570	585	600	600	600
$E\delta$, гс	7 600—8 200						8 200—8 500						
и тогда $\epsilon' \cdot 10^{-6}$	3,2	3,5	3,7	3,8	4,0	4,2	4,3	4,5	4,7	4,9	5,0	5,1	5,1

Здесь

$$\epsilon' = AB_s. \quad (153)$$

Последняя строчка найдена после предварительной интерполяции величин A и B_s .

Связь ϵ' с S (кВа) хорошо описывается формулой

$$\epsilon' = 1,47 \sqrt[9]{S} \cdot 10^6, \quad (154)$$

а так как

$$GD^2 = k \frac{S}{n^2}, \quad (155)$$

то, подставляя (154) и (53) в (152), будем иметь:

$$D = (77 \div 86) \sqrt{\frac{k}{n} \frac{18}{V} \bar{S}}. \quad (155)$$

Учитывая, что больший коэффициент перед формулой соответствует малым машинам, принимаем:

Таблица 27

При S , кВа	Таблица 27	
	1 000	100 000
$\sqrt[18]{S}$	1,5	1,9
Коэффициент в формуле (155)	86	77
Итоговый коэффициент для формулы (156)	129	146

или (в пределах точности для $S > 2$ Мва)

$$D = 1,37 \sqrt{\frac{k}{n}} [м], \quad (156)$$

а так как

$$k = 725t \text{ [см. формулу (85)]}, \quad (157)$$

то

$$D = 37 \frac{\sqrt[9]{t}}{\sqrt{n}}. \quad (158)$$

Принимая показатели степеней при D и n такими же, как в формуле (158), на основании статистического анализа диаметров D выполненных конструкций гидрогенераторов находим:

$$C_{dt} = 19,3 \frac{t}{Dn^{0,5}} = 1 \pm 0,19, \quad (159)$$

откуда

$$D = 19,3 \frac{t}{\sqrt{n}} \text{ (рис. 7)}. \quad (160)$$

Нетрудно показать, что пользование формулой (152), приведенной в [Л. 55], дает достаточно надежные результаты лишь для гидрогенераторов, имеющих удельную энергию вращения в пределах от 3,2 до 4,8 сек.

г) Определение τ и λ

В п. «а» данного параграфа приведены со ссылкой на [Л. 50, 35] формулы (135) и (144) для определения величины полюсного деления τ и отношения λ высоты активной стали статора l к величине полюсного деления τ .

По смыслу определения полюсного деления его величина может быть найдена [подставляя (136) в (138)] по формуле

$$\tau = 0,0262 \frac{Dn}{f}. \quad (161)$$

Линейная скорость v [м/сек] на окружности ротора может быть найдена по формуле

$$v = \tau \frac{f}{50}, \quad (31)$$

для $f=50$ гц линейная скорость v [м/сек] численно равна величине полюсного деления τ [см].

Поскольку на определенной стадии проектирования гидростанции внутренний диаметр D статора гидрогенератора может быть не задан, то, беря его по формуле (96), найдем, что

$$\tau = 0,35 \frac{S^{0,20} n^{0,43}}{f} [\text{м}]. \quad (162)$$

Отношение величины полюсного деления, найденного по формуле (162), к его действительной величине определяется как

$$C_{\tau} = 13,4 \frac{S^{0,20}}{Dn^{0,57}} = 1 \pm 0,07, \quad (163)$$

при этом ясно, что

$$C_{\tau} = C_{\lambda}. \quad (164)$$

Что касается формулы (144), то она дает величину полюсного деления τ примерно с той же точностью ($\pm 0,07$), что и формула (162), но лишь в следующих пределах:

для 50 гц при S от 9—15 до 83—93 Мва;
для 60 гц при S от 2,5—5 до 22—33 Мва.

Таким образом, формула (144) дает удовлетворительные результаты лишь для машин, имеющих S от 9—15 до 22—23 Мва.

Более узкие (средние) пределы соответствуют среднему значению коэффициента в формуле (144).

По смыслу определения коэффициент λ может быть найден по формуле

$$\lambda = \frac{l}{\tau} = 38,2f \frac{l}{Dn}. \quad (165)$$

Поскольку на определенной стадии проектирования гидростанции высота l активной стали статора и его внутренний диаметр D могут быть не заданы, то, беря их по формулам (96) и (116) для оптимального гидрогенератора, найдем, что

$$\lambda = 4,84f \frac{S^{0,267} U^{0,33}}{n^{0,23}} 10^{-3}. \quad (166)$$

Приблизительно говоря, λ (для данной частоты f) пропорционально произведению корня четвертой степени из вращающего момента на кубический корень из номинального напряжения.

Отношение λ , найденное по формуле (166), к его действительному значению определяется как

$$C_{\lambda} = 0,127 \frac{D}{l} S^{0,267} U^{0,33} n^{0,77} \cdot 10^{-3} = 1 \pm 0,23, \quad (167)$$

при этом ясно, так как формулы (167) и (130) совпадают, то

$$C_{\lambda} = C_{\lambda l} = \frac{C_l}{C_D} = C_l C_D^{-1}. \quad (168)$$

Что касается формулы (135), то она дает величину коэффициента λ примерно с той же точностью ($\pm 0,23$), что и формула (166), но лишь в следующих пределах:

при 50 гц для низкооборотных гидрогенераторов при S от 9—15 до 58—91 Мва;

при 50 гц для высокооборотных гидрогенераторов при S от 3—7 до 26—42 Мва, т. е. при 50 гц для любых скоростей вращения при S от 9—15 до 26—42 Мва;

при 60 гц для низкооборотных гидрогенераторов при S от 6—11 до 42—66 Мва;

при 60 гц для высокооборотных гидрогенераторов при S от 3—5 до 27—30 Мва, т. е. при 60 гц для любых скоростей вращения при S от 6—11 до 27—30 Мва.

Таким образом, формула (135) дает удовлетворительные результаты лишь для машин, имеющих S от

9—15 до 27—30 *Мва*, причем более узкие (средние) пределы (например, *S* от 15 до 27) во всех случаях соответствуют среднему значению коэффициента в формуле (135).

В заключение следует отметить, что формулы, опубликованные в [Л. 35, 50, 53, 55], в известной мере совпадают с результатами, получаемыми из статистического анализа фактически выполненных конструкций гидрогенераторов лишь для диапазона мощностей не шире, чем примерно от 10 до 40 *Мва*.

9. ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ НОМИНАЛЬНЫЕ ВЕЛИЧИНЫ И ГЕОМЕТРИЧЕСКИЕ РАЗМЕРЫ ГИДРОГЕНЕРАТОРА (ЗАКОНЫ ПОДОБИЯ)

В предшествующей части работы нами были получены формулы, раскрывающие взаимосвязи между основными номинальными величинами и геометрическими размерами гидрогенератора.

Для выяснения закономерностей изменения нужно иметь дело с их не абсолютными, а относительными значениями.

За относительные значения (в среднем $1 \pm \Delta$) указанных величин и размеров примем отношения их фактических и оптимальных значений.

Опуская ясный из предыдущего вывод формул относительных величин a^* и размеров, ниже даем лишь их сводку, заметив, что, как правило, $a^* = C^{-1}$:

$$n_{Sk}^* = 1,31 n_{Sk} H^{0,5} N^{-0,111} \cdot 10^{-3} = C_{n_{Sk}}^{-1}; \quad (169)$$

$$n_{Sf}^* = 1,31 n_{Sf} H^{0,5} N^{-0,074} \cdot 10^{-3} = C_{n_{Sf}}^{-1}; \quad (170)$$

$$n_k^* = 1,525 n_k N^{0,389} H^{-0,75} \cdot 10^{-3} = C_{n_k}^{-1} = C_{n_{Sk}}^{-1}; \quad (171)$$

$$n_f^* = 1,525 n_f N^{1,426} H^{-0,75} \cdot 10^{-3} = C_{n_f}^{-1} = C_{n_{Sf}}^{-1}; \quad (172)$$

$$GD_3^{2*} = 14,21 GD^2 n^{1,80} S^{-1,25} \cdot 10^{-3} = C_3^{-1}; \quad (173)$$

$$GD_r^{2*} = 0,1992 GD^2 D^{-3,5} l^{-1} = C_r^{-1}; \quad (174)$$

$$l^* = 10,3 S^{-0,25} n^{-0,20} = C_l^{-1} = C_3^{-1}; \quad (175)$$

$$(D^2 l)_A^* = 4,1 D^2 l n S^{-1} = C_A^{-1}; \quad (176)$$

$$U^* = 1,228 U S^{-0,25} = C_U; \quad (177)$$

$$\tau^* = D_d^* = 74,5 D n^{0,57} S^{-0,20} \cdot 10^{-3} = C_d^{-1} = C_\tau^{-1}; \quad (178)$$

$$l_0^* = 629 l n^{-0,20} S^{-0,55} = C_0^{-1}; \quad (179)$$

$$l^* = 587 l n^{-0,20} S^{-0,47} U^{-0,33} = C_l^{-1} = (C_0 C_U^{0,33})^{-1}; \quad (180)$$

$$L^* = 18,52 l D^{1,33} n^{0,56} S^{-0,73} U^{-0,33} = C_L^{-1}; \quad (181)$$

$$D^* = 0,216 D l^{0,167} n^{0,537} S^{-0,273} U^{0,056} = C_d^{-1}; \quad (182)$$

$$\lambda^* = \left(\frac{D}{l}\right)^* = 0,127 \frac{D}{l} S^{0,267} n^{0,75} U^{0,33} = (C_l C_d^{-1})^{-1} = C_{-1}^{-1} = C_\lambda^{-1}; \quad (183)$$

$$(Dl)^* = 43,8 D l n^{0,37} S^{-0,67} U^{-0,33} = (C_l C_d)^{-1} = C_{-1}^{-1}; \quad (184)$$

$$(D^2 l)^* = 3,27 D^2 l n^{0,94} S^{-0,867} U^{-0,33} = (C_l C_d^2)^{-1} = C_2^{-1} = C_m^{-1}; \quad (185)$$

$$(D^2 l)_d^* = 4,1 D^2 l n^{-0,94} S^{-0,867} d^{-0,67} = C_{md}^{-1}; \quad (186)$$

$$\left(\frac{S}{n}\right)^* = 0,133 \frac{S}{n} D^{-2,18} l^{-1,20} U^{0,4} = (C_l C_d^{1,81})^{1,20} = C_{Sn}; \quad (187)$$

$$(1 - X'_d)^* = 9,25 (1 - X'_d) S^{0,5} l^{-1} \cdot 10^{-3} = C_x; \quad (188)$$

$$(1 - X'_d)^* = 9,95 (1 - X'_d) S^{0,416} l^{-1} U^{0,33} \cdot 10^{-3} = C_{xU}; \quad (189)$$

$$(1 - X'_d)^* = 36,7 (1 - X'_d) S^{-0,45} D^2 n^{0,94} \cdot 10^{-3} = C_{mx}^{-1}; \quad (190)$$

$$(k_p)^* = 58,8 n^{-0,25} S^{-0,083} \cdot 10^{-3} = C_k^{-1} \quad (191)$$

$$(v_p)^* = 2,87 v_p D^{-0,90} n^{-0,81} = C_{v_p}^{-1} \quad (192)$$

10. ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРОСТРОЕНИЯ

Развитие гидрогенераторостроения за 1915—1960 гг., как можно видеть из анализа имеющегося материала, имеет два периода, первый из которых заканчивается непосредственно перед второй мировой войной (иногда несколько задерживаясь), а второй, в некоторой степени искаженный особыми требованиями, выдвигавшимися условиями войны, продолжается в основном и до сих пор и характеризуется постепенным приближением основных относительных постоянных к их оптимальному значению ($C=1$), уже имевшему место ранее примерно в 1930—1933 гг.; в настоящее же время это приближение происходит в основном на более высоком техническом уровне исполнения генераторов (по S , n , D , GD^2 и частично l при отставании U).

Представление об оптимальном (нормальном) гидрогенераторе хотя и является категорией временной (исторической), но, будучи понимаемо в своем диалектическом развитии (знанием тенденций в изменении коэффициентов при относительных постоянных), дает возможность яснее вскрыть основные закономерности в развитии гидрогенераторостроения.

Основные тенденции развития гидрогенераторостроения в упомянутые выше два периода характеризуются данными, приведенными в табл. 28 (с периодичностью через 5 лет).¹

Поскольку внутри каждого пятилетнего периода табл. 28 не обнаружено зависимости постоянных C от величин, их определяющих, и так как средняя ошибка арифметической середины для C , соответствующая тому или иному периоду времени, как правило, меньше, чем разница в C между периодами, то изменения C по вре-

¹ Значения C , приведенные в табл. 28 для 1916—1920 и 1956—1960 гг., даны ориентировочно.

Таблица 28

	Годы XX в.								
	16—20	21—25	26—30	31—35	36—40	41—45	46—50	51—55	56—60
$\frac{1}{C_A}$	169	115	120	105	89	93	83	87	92
$\frac{1}{C_{Am}}$	166	115	114	105	92	97	85	88	94
n_k^*	—	120	95	103	99	101	105	102	97
n_f^*	—	86	98	101	99	97	105	106	109
$GD_3^{2*} = t_3^*$	—	77	103	108	110	98	91	86	93
GD_r^{2*}	—	(72)	87	102	109	110	108	97	97
$\left(\frac{GD_r^2}{t_3}\right)^*$	54	93	84	94	99	112	130	113	104
D^*	108	95	100	102	104	97	96	100	100
$(D^2 l)^*$	168	119	118	104	95	95	88	92	103
$(Dl)^*$	156	126	118	102	90	98	91	92	103
l^*	147	133	119	99	87	101	93	92	103
U^*	88	90	98	93	105	98	101	101	95
$(Ul)^*$	129	120	117	92	91	99	94	93	98
U^*/l^*	60	68	82	94	121	97	109	110	92
$\left(\frac{D}{l}\right)^*$	74	73	85	103	120	96	104	108	98

мени (десятилетиям XX в.) действительно характеризуют через относительные номинальные величины и размеры следующие тенденции в развитии гидрогенераторостроения:

1. Относительная быстроходность (скорость вращения) n_f^* гидрогенераторов, работающих от радиально-осевых гидротурбин, непрерывно, но очень медленно возрастает, вероятно, за счет применения в рабочих колесах материалов, более стойких к кавитации.

2. Относительная же быстроходность n_k^* гидрогенераторов, спаренных с осевыми (поворотлопастными и пропеллерными) гидротурбинами, практически находится на том же уровне, что и 35 лет назад; наблюдается лишь небольшое возрастание (и обратное падение) в непосредственно послевоенный период.

3. Относительная удельная энергия вращения t_3^* и относительный маховой момент GD_r^{2*} , для данных номинальных величин S и n с течением времени прогресса техники первоначально растут, а затем падают.

4. Относительный маховой момент GD_r^{2*} , соответствующий данным геометрическим размерам D и l , вначале растет, видимо, за счет искусственного утяжеления ротора, а затем уменьшается.

5. Отношение относительного махового момента GD_r^{2*} для данных D и l к относительной удельной энергии вращения t_3^* для данных S и n почти непрерывно (до 1948 г.) возрастает, вероятно, за счет искусственного утяжеления ротора, а затем снижается, приближаясь к положению наилучшего соответствия геометрии ротора с номинальными величинами генератора, т. е. $\left(\frac{GD_r^{2*}}{t_3^*}\right) \rightarrow 1$.

6. Относительный уровень напряжения U^* , соответствующий номинальной мощности S , первоначально растет, а затем падает — последнее происходит вследствие несоответствия качества современных материалов, применяемых в изоляции статоров, требованиям, предъявляемым со стороны сверхмощных гидрогенераторов.

7. Относительная высота активной стали l^* , определенная по S и n , с течением времени прогресса сначала падает, а затем возрастает — последнее происходит за

счет стремления несколько задержать снижение уровня напряжения, что при недостаточном качестве изоляции вызывает увеличение ее толщины и обуславливает рост относительной высоты активной стали.

8. Относительный диаметр D^* , определенный по S и n , наименее подвержен изменениям (не считая несколько повышенную его величину в 30-х годах).

9. Гидрогенераторы при данных S и n в первый период становились все более плоскими, а затем, наоборот, все более высокими, т. е. $\left(\frac{D}{l}\right)^*$ сначала возрастает, а потом падает; последнее обстоятельство способствует (при прочих равных условиях) сближению между осями гидроагрегатов.

10. Относительная площадь внутренней поверхности $(Dl)^*$ статора при данных S и n сначала уменьшается, а затем растет.

11. Относительный объем пространства $(D^2l)^*$, заключенного в расточке статора, для данных S и n непрерывно уменьшается, несколько возрастая лишь за последние 5—7 лет за счет роста l^* .

12—13. Относительные постоянные C_A и C_{Am} изменяются так, как это указано в табл. 28.

Указанные здесь общие закономерности в истории развития гидрогенераторостроения и тенденции изменения этих закономерностей за последние годы дают возможность более **правильно выбрать** (или проконтролировать выбор) **основные номинальные величины и геометрические размеры гидрогенератора** и вскрывают **некоторые узкие места в гидрогенераторостроении** (см. подробнее § 11).

11. ПРОБЛЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТКИ СТАТОРА

Снижение геометрических размеров сверхмощных гидрогенераторов для данной номинальной мощности и скорости вращения по литературным источникам возможно путем:

а) рационального использования (в случае работы гидростанции по водотоку) поворотлопастных турбин¹ [Л. 62] на всех крупных новых гидроэлектростанциях;

¹ Репкин В. П., Новое в гидроэнергетике, «Промышленно-экономическая газета» 18.X.1959.

б) газового или масляного охлаждения ротора и статора, при этом в случае погружения лобовых частей статора в масло возможно повышение номинального напряжения генератора до 30—40 кВ [Л. 33];

в) создания железобетонных статорных корпусов на месте строительства гидростанций для обхода ограничений, налагаемых транспортными условиями [Л. 60];

г) создания генераторов с полыми проводниками [Л. — там же], что даст возможность в случае применения этих обмоток для статора охлаждать его водой изнутри и «сулит баснословную экономию»¹.

Большинство перечисленных мероприятий направлено на снижение высоты (длины) активной стали (при данном диаметре, определяемом в основном маховым моментом) и, будучи осуществлено, в определенной мере отвечает поставленной цели.

Однако есть еще один путь снижения высоты активной стали статора, а если это снижение будет очень «глубоким», то, несколько его «замедлив», можно будет снизить и величину внутреннего диаметра стали статора (для данных S , n). Этот путь вскрыт формулой (95).

Необходимо приблизить токопроводящие активные материалы (медь) статора к его активной стали, т. е. уменьшить толщину изоляции, что для данного напряжения будет почти в таком же проценте уменьшать и высоту активной стали.

Следует отметить, что соображения о необходимости применения более нагревостойкой [Л. 61] или же вообще более высококачественной [Л. 71] изоляции в последние годы уже высказывались, но не в плане уменьшения ее толщины для уменьшения высоты активной стали или тем более внутреннего диаметра статора, а лишь в плане повышения номинального напряжения. Повышение напряжения до 110—500 кВ² при существующем качестве изоляционных материалов потребует толщины изоляции в 15—30 мм и вызовет увеличение высоты

¹ Еремеев А. С., Смелость поисков, «Известия Советов депутатов трудящихся» 12.VIII.1959, № 190(13117).

Титов В., Домбровский В. и Каплан М., Гидрогенератор невиданной мощности, «Промышленно-экономическая газета» 7.XI.1959, № 132(587).

² Репкин В. П., — см. стр. 125, а также Александров Б. К. [Л. 99] и Непорожний П. С. [Л. 101].

активной стали (против напряжения в 15,75 кВ, требующего толщины ~6 мм) в 2—3,5 раза. Это по существу опять приведет к проблеме необходимости уменьшения толщины изоляции.

Примерно со второй половины 30-х годов начинается незначительное падение относительного уровня напряжения U^* при одновременном, но более интенсивном росте относительной высоты l^* активной стали статора, происходящем вследствие неизбежного роста толщины изоляции (при данной ее конструкции), сопровождающего рост абсолютного номинального напряжения, хотя и отстающего от необходимого (по мощности) уровня напряжения C_U .

Выше мы условились принимать за коэффициент уровня изоляции (характеризующий степень ее использования или же качество ее материалов) следующие выражения (см. табл. 28):

$$C_{Ul} = \frac{U^*}{l^*} = 2,09 \frac{S^{0,22} U^{1,33}}{ln^{-0,20}} 10^{-3} \quad (193)$$

или

$$C_{UL} = \frac{U^*}{L^*} = 66,3 \frac{S^{0,98} U^{1,33}}{D^{1,33} ln^{0,56}} 10^{-3} \quad (194)$$

Примерно до 1938 г. эти коэффициенты непрерывно возрастают за счет лучшего использования изоляции, еще дававшей в то время возможность повышать величину и уровень напряжения (в ряде случаев при одновременном снижении высоты активной стали).

Повышение абсолютной величины номинального напряжения не вызывало в те годы существенного возрастания толщины изоляции, имевшей избыточные запасы по пробивному напряжению, не вызывало это и роста l^* .

При общем стремлении более полно использовать активные материалы статора величина l^* даже снижалась до тех пор (~1938 г.), пока возрастающее абсолютное номинальное напряжение и его уровень не обусловили такое увеличение толщины изоляции, что дальнейший ее рост стал вызывать уже заметное увеличение l^* . Непосредственно перед этим периодом коэффициент уровня изоляции достиг наивысшего (за историю развития гидрогенераторостроения) значения, продолжая еще **характеризовать степень использования изоляции**. После этого уровень напряжения стал падать

вследствие невозможности увеличения абсолютной величины номинального напряжения из-за необходимости резкого увеличения толщины изоляции, требовавшего неэкономичного возрастания высоты активной стали, сводившего на нет все выгоды от повышения напряжения, не говоря уже об увеличении стоимости гидрогенератора вследствие резкого возрастания стоимости и самой изоляции.

Это возрастание l в некоторой степени все же происходит, несколько замедляя снижение уровня напряжения.

Все это в целом и до сих пор (с 1938 г.) продолжает обуславливать снижение коэффициента уровня изоляции, характеризующего теперь уже качество материалов изоляции.

Это снижение в дальнейшем будет происходить преимущественно за счет уменьшения уровня напряжения и возможно за счет некоторого роста относительной высоты активной стали, обусловленного стремлением задержать падение уровня напряжения.

Разработка или применение такой новой тонкослойной изоляции для обмоток статоров гидрогенераторов (возможно, на основе политетрафторэтилена), которая бы имела более высокую электрическую прочность, обусловит вновь рост уровня напряжения, а при уменьшенной толщине изоляции будет происходить вновь еще более заметное уменьшение относительной высоты активной стали (при значительно более высоких величинах S), что в свою очередь вызовет вновь рост коэффициента уровня изоляции.

Решение проблемы электрической изоляции статоров гидрогенераторов даст возможность, уменьшив толщину изоляции:

а) повысить номинальное напряжение, см. также [Л. 71];

б) снизить высоту активной стали;

в) облегчить таким образом создание экономичных гидрогенераторов, имеющих S до 1000 Мва и выше в единице.

Все это, кроме того, даст известное уменьшение стоимости строительства и эксплуатации гидростанции.

Следует отметить, что большинство из обсужденных здесь путей снижения стоимости генераторов было вне

внимания совещания по снижению стоимости строительства гидростанций, происходившего в конце 1956 г. в Женеве при Комитете по электроэнергии Европейской экономической комиссии Организации Объединенных Наций [Л. 77], не уделено внимания этим вопросам и в более поздних высказываниях о путях снижения стоимости гидростанций¹ (см. также [Л. 97, 99 и 100]).

12. ЗАВИСИМОСТЬ ЕМКОСТИ И СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ОБМОТКИ СТАТОРА ГИДРОГЕНЕРАТОРА ОТ ЕГО ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ РАЗМЕРОВ И НОМИНАЛЬНЫХ ВЕЛИЧИН

Настоящий раздел работы ставит своей первой задачей — найти такие зависимости, связывающие полную емкость изоляции обмотки статора гидрогенератора с его геометрическими размерами D и l и номинальными величинами S , U и n , которые, будучи достаточно простыми, были бы удобны для применения не только при заводском проектировании, но и при эксплуатации.

Второй, промежуточной задачей работы является определение полуэмпирических зависимостей толщины изоляции от номинального напряжения машины, а глубины пазов и их числа — от диаметра статора, а также установление удобной связи между геометрическими размерами и номинальными величинами гидрогенератора [см. формулы (94), (268), (263) и (214)].

Третьей задачей работы является определение критериев емкости и сопротивления изоляции статора гидрогенератора, позволяющих по измеренной емкости и сопротивлению изоляции определить соответственно диэлектрическую проницаемость и удельное сопротивление компаундированной микаленты независимо от параметров гидрогенератора [Л. 45, гл. 2, § 3].

Известно, что «...интерпретация результатов измерения сопротивления изоляции встречает некоторые трудности, обусловленные зависимостью сопротивления изоляции от геометрических величин», что заставляет

¹ Милославский Н., Поиски новых путей — Гидростанции можно строить в полтора-два раза дешевле, «Известия Советов депутатов трудящихся» 27 ноября 1959 г., № 281 (13208).

устанавливать нормы оценки особо для каждой группы совершенно однотипных объектов [Л. 45, гл. 2, § 3]. Одновременно нами предлагается проект норм для удельного сопротивления новой и сухой непрерывного исполнения микалентной компаундированной изоляции генератора.

Исследование исходит из учета действительной картины электростатического поля обмотки статора генератора, построенной по методам, опубликованным в трудах советских ученых — Л. Р. Неймана [Л. 41], К. М. Поливанова и др.

а) Существующие формулы для определения емкости обмотки статора генератора

Под полной емкостью обмотки статора генератора будем понимать емкость всех трех его фаз, соединенных вместе, по отношению к земле.

Парк и Скитс [Л. 14] предложили следующую формулу для определения емкости одной фазы статора генератора по отношению к двум другим, соединенным вместе, но не заземленным фазам

$$C_{\Pi} = k \frac{S}{\sqrt{U(1+0,08U)}} \cdot 10^{-3} \text{ мкф.} \quad (195)$$

Заметим, что американские инженеры не делают различия между случаями наличия или отсутствия заземления этих фаз.

Авторы хотя и указывают, что для генератора, имеющего окружную скорость 50 м/сек, коэффициент $k = 0,0347$ и что величина емкости изменяется обратно пропорционально окружной скорости, но окончательной формулы не дают.

Формула для емкости в виде, предложенном авторами, может привести к крупным ошибкам в ее понимании, что и имело место в США [Л. 33].

В статье Парка и Скитса [Л. 14] приведен ряд экспериментально найденных коэффициентов, обработка которых позволяет предложить более универсальную формулу (196).

Для того чтобы определить полную емкость обмотки статора, необходимо произвести пересчет емкости, найденной по формуле (195), с помощью коэффициента, полученного от деления сопротивления изоляции всех

трех фаз по отношению к земле на полное сопротивление изоляции одной фазы. По данным Де-Беллиса [Л. 37] этот коэффициент равен 2,3 (имеются основания предполагать, что этот коэффициент может быть порядка 2,4—2,6).

Так как в действительности при наличии заземления емкость одной фазы по отношению к двум другим будет примерно в 1,3 раза больше, то окончательно после указанных изменений формула (195) примет следующий вид:

$$C_{\Pi t} = 0,1 \frac{S}{nD} \cdot \frac{1}{\sqrt{U(1+0,08U)}} \quad (196)$$

Адамс и др. [Л. 33] опубликовали кривые (полученные расчетным путем) для определения «эффективной емкости» обмотки статора генератора по отношению к земле, представляющей собой половину емкости одной его фазы по отношению к земле.

Нами найдена формула, соответствующая этим кривым:

$$C_{At_3} = 7,5 \left(U + \frac{S}{nU} \right) \cdot 10^{-3} \quad (197)$$

Наши подсчеты показывают, что в действительности половина емкости одной фазы генератора по отношению к земле получается примерно в 1,25 раза больше. Учитывая это, а также коэффициент Де-Беллиса (2,3), получим следующую формулу для подсчета полной емкости всех трех фаз генератора, соединенных вместе по отношению к земле:

$$C_{At} = 36 \left(U + \frac{S}{nU} \right) \cdot 10^{-3} \quad (198)$$

Помимо формул (196) и (198), имеется еще одна формула [Л. 31], при получении которой паз генератора рассматривается как плоский конденсатор:

$$C_d = 0,885 \frac{\epsilon s}{d} \cdot 10^{-3}, \quad (199)$$

где

$$s = 2h_n l'_c z = 2h \left(l - \frac{2}{3} bp \right) z. \quad (200)$$

Подставляя выражение (200) в формулу (199), будем иметь:

$$C_d = 0,885 \frac{\epsilon_2 h_{\text{п}} \left(l - \frac{2}{3} b p \right) z}{d} 10^{-3}. \quad (201)$$

Здесь не учитываются емкость лобовых соединений, а также эквивалентная глубина паза и длина активной стали генератора; вследствие последнего обстоятельства результат будет завышенным.

б) Влияние картины электрического поля на емкость статора генератора

На основании анализа ряда конструкций различных (в основном отечественных) явнополюсных гидрогенераторов мощностью от 1,2 до 108,0 тыс. *кв*а нами найдено, что аксиальная высота l_i активной стали в пазу статора лежит в пределах от 81 до 83% от полной его высоты l и что эффективная толщина меди в пазу h_i статора составляет 71% от полной глубины паза $h_{\text{п}}$ (см. приложение).

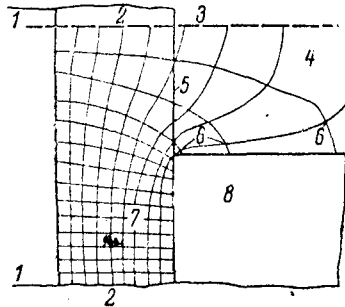


Рис. 20. Схематическая картина электростатического поля в вентиляционных каналах и в пазу статора генератора.

1—1—стержень обмотки (медь); 2—2—изоляция (микалента); 3—3—ось симметрии в вентиляционном канале; 4—вентиляционный канал (воздух); 5—поверхность преломления линий поля; 6—краевые линии поля; 7—фронтальное поле; 8—сталь статора.

Нетрудно показать, что, исходя из формулы (199), емкость между обмоткой статора генератора и его активной сталью, считая по их «чистой» длине, можно выразить следующей формулой:

$$C_{\text{Fe}} = \frac{\epsilon l h_{\text{п}} z}{d} 10^{-2}. \quad (202)$$

Однако, например, в тех местах статора, где стержни обмотки проходят через вентиля-

ционные каналы, расположенные перпендикулярно к пазам, возникает дополнительное электрическое поле, которое обуславливает дополнительную емкость сверх вычисленной по формуле (202). Густота силовых линий (индукция) этого «краевого» (бокового) поля будет значительно меньше густоты силовых линий «фронтального»

поля (в самих пазах) и может учитываться с помощью коэффициента $k_{\text{б.п}} = 0,3$ (по рис. 20).

Картина поля для этого случая, как пример, показана на рис. 20. На основании построения картины поля и для других мест генератора [Л. 41] емкость обмотки статора определяется как сумма ряда составляющих (табл. 29) [Л. 47, 48].

Таблица 29

Коэффициенты для определения различных емкостей статора генератора

Наименование емкостей	$\frac{l_i}{l}$	$\frac{h_i}{h}$	$k_{\text{б.п}}$
Емкость между обмоткой статора и активной сталью по их «чистой» длине	0,806	0,710	1,00
Емкость, обусловленная полем в вентиляционных каналах	0,156	—	0,30
Емкость, обусловленная толщиной покрытия стали бумагой или лаком	0,038	—	0,60
Емкость, обусловленная полем в изоляции между отдельными проводниками в пазу:			
по глубине паза	—	0,108	0,60
по ширине (дну) паза	—	0,001	0,60
Емкость, обусловленная полем в изоляции между фазами в пазу	—	0,067	0,45
Емкость, обусловленная полем у клиньев пазов:			
через микаленту	—	0,033	0,45
через микаленту и клин	—	0,107	0,11
Емкость между обмоткой статора в пазах и ротором	—	0,100	0,05
Емкость между широкими сторонами стержней, выходящих из пазов, и сталью статора	0,013	—	0,24
Емкость между узкими сторонами стержней, выходящих из пазов, и сталью статора и ротора	0,11	—	0,017

Складывая произведения $\frac{l_i}{l} k_{\text{б.п}}$ или $\frac{h_i}{h_{\text{п}}} k_{\text{б.п}}$, найдем:

$$l_c = \sum_{i=1}^5 l_i k_{\text{б.п}} = 0,885 l; \quad (203)$$

$$h_c = \sum_{i=1}^7 h_i k_{\text{б.п}} = 0,840 h_{\text{п}} \quad (204)$$

Тогда формула для искомой емкости определится из (199) в следующем виде:

$$C_t = 1,31 \frac{\epsilon l h z}{d} 10^{-2}. \quad (205)$$

Приведя к такому же виду и формулу (201), получаем:

$$C_{dt} = 1,58 \frac{\epsilon l h z}{d} 10^{-2}. \quad (206)$$

Из сравнения (205) и (206) видно, что как формула (201), так и формула (198) дают преувеличение против действительности примерно в 20—25%.

Авторы соответствующих формул, по-видимому, исходили из предположения, что вся глубина паза, без прослоек, заполнена медью.

Учитывая это, формулу (198) нужно заменить следующей формулой:

$$C_{At} = 30 \left(U + \frac{S}{nU} \right) \cdot 10^{-3}. \quad (207)$$

Замена в формуле (205) величины d через U (см. п. 9) и $h_{пз}$ через D (см. приложение) может привести ее к виду, более удобному для практического применения (см. п. «в»).

в) Емкость статора гидрогенератора в зависимости от его геометрических размеров

Из приложения видно, что

$$h_{пз} z = 9,5 D^{0,91}. \quad (208)$$

С достаточной точностью степень у D можно заменить на 1,0:

$$h_{пз} z = 7,6 D. \quad (209)$$

Из (208) и (205) получается:

$$C_t = \frac{\epsilon D l}{10 d}, \quad (210)$$

а из (210) и (94)

$$C_t = \frac{\epsilon D l}{10 \sqrt{2U}}. \quad (211)$$

Принимая по литературным данным [Л. 11 и 31] для микаленты $\epsilon = 5$ (в температурном интервале 40—70°C), будем иметь частные формулы:

$$C_{t1} = \frac{D l}{2 d} \quad (212)$$

и

$$C_{t1} = \frac{D l}{2 \sqrt{2U}} \approx \frac{D l}{3 \sqrt{6}}. \quad (213)$$

г) Зависимость емкости генератора от его номинальных величин

Для того чтобы иметь возможность перейти от формул (210)—(213), выражающих зависимость емкости от геометрических размеров D , l и d генератора, к формулам, содержащим номинальные величины S , U и n и более удобным для применения в эксплуатации, нужно найти соответствующую связь между D , l и S , U , n .

Нами сделана попытка [Л. 47 и 48] найти такую постоянную, которая для различных генераторов наименее зависела бы от реального изменения тех или иных величин, определяющих значение этой постоянной, включала бы в себя пять основных номинальных величин и геометрических размеров (S , U , n , D , l) была бы проста для использования и, учитывая [Л. 19, 34, 37], удовлетворяла бы выражению

$$M_T = \frac{f_1(S)}{f_2(U) f_3(n)} \cdot f(x),$$

где $f(\dots)$ — функции от соответствующих номинальных величин, а $f(x)$ — функция от D и l , нивелирующая предшествующую часть постоянной M_T .

Постоянная M_T является отображением исторически сложившихся традиций, так же как и формула (91), и, для того чтобы быть вполне согласованной с физическими представлениями, даваемыми формулой (119) при $\beta = 1^*$ и формулой (93), нуждается в некотором улучшении.

По расчетам, произведенным для 94 генераторов (табл. 34), наиболее точным и простым и наименее рассеянным оказалось следующее сочетание геометрических размеров и номинальных величин:

$$* \text{ То есть } M'_T = \frac{S^{0,67} U^{0,33}}{D l n^{0,37}} = 43,8 \pm 16\% \text{ (ср. с } C_t).$$

$$M_{\tau} = \frac{S}{Dl \sqrt{Un}} = 89,3. \quad (214)$$

Таким образом, принимая $\epsilon=5$ и подставляя Dl из (214) в (211), получаем:

$$C_{t2} = \frac{S}{253U \sqrt{n}}. \quad (215)$$

Эта формула менее точна, чем формулы (212) и (213).

д) Оценка правильности различных формул для подсчета емкости статора генератора

Формула (212) проверена путем сравнения с формулой (196), а также с результатами произведенных измерений (частью полученных от быв. Технического отдела МЭС, частью выполненных автором).

Результаты сравнения представлены в табл. 30.

Таблица 30

S, Мва	U, кв	n, об/мин	D м	l, м	d, мм	C _{изм.} , мкф	C _{t1} , мкф	C _{Пт.} , мкф	C _{t2} , мкф
4,3	6,6	375	2,75	0,4	4,5	—	0,12	0,13	0,13
4,0	6,6	214	3,75	0,35	4,25	—	0,16	0,16	0,15
9,65	11,0	75	8,0	(0,63)	—	0,30	—	0,35	0,30
23,0	10,5	150	6,9	0,6	5,5	0,40	0,38	0,52	0,68
18,7	10,5	187	5,0	0,9	5,5	0,48	0,41	0,47	0,55
15,6	6,3	150	5,0	0,9	4,5	0,50	0,51	0,68	0,76
15,0	6,6	167,5	5,0	0,8	4,5	0,52	0,45	0,57	0,65
27,0	10,5	150	6,9	0,75	5,5	0,54	0,48	0,61	0,78
68,75	13,8	62,5	11,8	1,7	5,2	2,50	1,92	1,73	2,37

Величины, полученные по формулам (212) и (215), достаточно хорошо совпадают с результатами измерений и с вычислениями по преобразованной формуле (196) (имеющей в своей основе опыт) и являются первым подтверждением правильности наших более общих формул (205), (210) и (214).

В формуле (207) коэффициент 30 следует заменить коэффициентом 20.

е) Критерии емкости и сопротивления изоляции

В выражении [Л. 39]

$$\epsilon\rho = 1,13CR \cdot 10^{13} \text{ ом} \cdot \text{см} \quad (216)$$

можем положить:

$$\epsilon = \tau_c C \quad (217)$$

и

$$\rho = \tau_r R, \quad (218)$$

где

$$\tau_r = \frac{1,13 \cdot 10^{13}}{\tau_c}. \quad (219)$$

Тогда из формул (210), (214) и (215) найдем:

$$\tau_{c1} = 10 \frac{d}{Dl} \quad (220)$$

и, принимая во внимание (94),

$$\tau_{c2} = 14,1 M_{\tau} \frac{U \sqrt{n}}{S} \quad (221)$$

или

$$\tau_{c2} = 1250 \frac{U \sqrt{n}}{S}. \quad (222)$$

Произведя подстановки из (220)—(222) в (219), получаем:

$$\tau_{r1} = 113 \frac{Dl}{d} \cdot 10^{10} \quad (223)$$

и

$$\tau_{r2} = \frac{80}{M_{\tau}} \cdot \frac{S}{U \sqrt{n}} \cdot 10^{10} \quad (224)$$

или

$$\tau_{r2} = 0,9 \frac{S}{U \sqrt{n}} \cdot 10^{10}. \quad (225)$$

Так как коэффициенты τ_c и τ_r в (217) и (218) позволяют определять по измеренным величинам емкости и сопротивления изоляции обмотки диэлектрическую проницаемость и удельное объемное сопротивление изоляции, то они названы здесь критериями емкости и сопротивления.

Пользуясь формулами (218) и (223)—(225), сопротивление изоляции любой электрической машины можно привести к результату, исключая влияние на него основных номинальных величин машины, а именно:

$$\rho = \frac{81}{M_T} \cdot \frac{S}{U \sqrt{Vn}} R \cdot 10^{10} \quad (226)$$

или

$$\rho = 0,9 \frac{S}{U \sqrt{Vn}} R \cdot 10^{10}. \quad (227)$$

Можно также сопротивление изоляции данной машины привести к любой „базисной“ машине по формуле

$$R_a = \frac{\tau_{rx}}{\tau_{ra}} R_x. \quad (228)$$

Аналогичная формула может быть предложена и для емкости:

$$C_a = \frac{\tau_{cx}}{\tau_{ca}} C_x. \quad (229)$$

Обозначим

$$T_r = \frac{\tau_{rx}}{\tau_{ra}}, \quad (230)$$

$$T_c = \frac{\tau_{cx}}{\tau_{ca}}; \quad (231)$$

тогда

$$T_r = \frac{f}{T_c}. \quad (232)$$

В табл. 31 приведены значения T_r и T_c для различных генераторов.

Таблица 31

Значения T_r и T_c

S , кВа	U , кВ	n , об/мин	T_r	T_c
4 280	6,5	375	0,053	18,9
9 650	11,0	75	0,161	6,20
18 750	10,5	187,5	0,207	4,82
15 600	6,3	150	0,321	3,11
30 000	10,2	100	0,438	2,88
68 750	13,8	62,5	1	1
165 000	13,8	115,4	1,770	0,565

Из табл. 31 видно, насколько сильно может влиять на емкость и сопротивление изоляции машин различные номинальные величины.

ж) Оценка точности формулы критерия сопротивления изоляции

Оценку точности формул (225), (227), а следовательно, и всех предшествующих, примененных при их выводе, можно произвести с помощью известных формул [Л. 40] для определения $R_{\text{мин}}$.

Исходя из формулы

$$R_a = T_r R_x, \quad (233)$$

находим из формул (225) и (230)

$$T_r = \frac{U_a \sqrt{Vn_a}}{S_a} \cdot \frac{S_x}{U_x \sqrt{Vn_x}}. \quad (234)$$

Здесь и ранее индекс a соответствует некоторой „базисной“ машине, а индекс x — приводимой машине.

Формулы Виземана [Л. 19]

$$R_{\text{мин}} = 0,1 \frac{(U + 3 600) \sqrt{Vn}}{\sqrt{S^3}}, \quad (235)$$

Аски-Джонсона [Л. 34]

$$R_{\text{мин}} = 0,006 \frac{(U + 3 600)(n + 1 400)}{S + 5 000} \quad (236)$$

и Де-Беллиса [Л. 37]

$$R_{\text{мин}} = n i_1 T_1 \frac{U + 3 600}{\frac{S}{30} + 200} \quad (237)$$

дают возможность оценить по ним коэффициент T_r , определенный по (234). Заметим, что в формулах (235)—(237) U дано в вольтах.

Пусть в качестве базисной машины взят генератор Угличской ГЭС, обладающий следующими данными:

$$S = 68 750 \text{ кВа}; U = 13,8 \text{ кВ}; n = 62,5 \text{ об/мин};$$

$$D = 11,82 \text{ м}; l = 1,7 \text{ м}.$$

Тогда из (234)

$$T_r = 1,59 \cdot 10^{-3} \frac{S_x}{U_x \sqrt{Vn_x}}; \quad (238)$$

из (235)

$$T_{Вм} = 16,2 \frac{\sqrt{S_x^3}}{(U_x + 3600) \sqrt[3]{n_x}}; \quad (239)$$

из (236)

$$T_{Am} = 345,5 \frac{S_x + 5000}{(U_x + 3600)(n_x + 1400)}, \quad (240)$$

из (237)

$$T_{Дм} = 2,71 \frac{\frac{S_x}{30} + 200}{(U + 3600)n_{1x}}. \quad (241)$$

В табл. 32 приведены для сравнения коэффициенты T , вычисленные по формулам (238)–(241) для 12 различных генераторов.

Величины отклонений коэффициента T_r , найденных по формуле (238), от значений T , полученных по формулам (239)–(241), являются вторым подтверждением (в пределах точности исследования) правильности формулы (227) и других, ей предшествующих.

Таблица 32

S , Мва	U , кв	n , об/мин	T_r	$T_{Вм}$	T_{Am}	$T_{Дм}$
9,65	11,0	75	0,16	0,26	0,23	0,25
18,75	10,5	187,5	0,22	0,32	0,37	0,33
15,6	6,3	150	0,32	0,44	0,46	0,46
37,0	10,5	167	0,43	0,57	0,66	0,58
30,0	10,5	100	0,44	0,57	0,55	0,52
34,0	11,0	100	0,48	0,62	0,62	0,58
77,5	13,8	88,2	0,95	0,99	0,94	1,06
68,75	13,8	62,5	1,00	1,00	1,00	1,00
100,0	18,0	62,5	1,12	1,08	1,16	1,14
165,0	13,8	115,4	1,78	1,59	2,23	2,06
115,0	10,5	62,5	2,20	1,83	2,00	1,98
200,0	18,0	62,5	2,23	1,80	2,26	2,20

з) Оценка некоторых американских формул, учитывающих влияние величин S , U , n и D на сопротивление изоляции обмотки статора генератора

Для вычисления минимально допустимого сопротивления изоляции обмотки статора генератора или же для определения электрической емкости ее в США предло-

жен ряд формул и кривых, определяющих R и C через основные номинальные величины генератора.

К числу этих формул относятся следующие приведенные ранее: (235), (236), (237), (196) и (207).

Сообразуясь с известной в литературе [Л. 39] формулой

$$\varepsilon \cdot \rho = 1,13CR \cdot 10^{13} \text{ ом} \cdot \text{см} \quad (216)$$

и учитывая предложенную нами постоянную

$$M_T = \frac{S}{Dl \sqrt{U_n}} = \text{const} \quad (214)$$

и формулу для определения емкости корпусной изоляции обмотки статора

$$C_{11} = \frac{Dl}{2 \sqrt{2U}} \quad (213)$$

или

$$C_{11} = \frac{S}{2 \sqrt{2} M_T U \sqrt{n}}, \quad (215)$$

можно сопротивление изоляции обмотки статора данного генератора R_x или емкость ее C_x привести к величинам, соответствующим любому выбранному („базисному“) генератору (a), согласно, например, следующим тождествам:

$$C_a = \frac{S_a}{2 \sqrt{2} M_a U_a \sqrt{n_a}} \cdot \frac{2 \sqrt{2} M_x U_x \sqrt{n_x}}{S_x} C_x \quad (242)$$

или, исходя из формулы (196):

$$C_a = 0,1 \frac{S_a}{n_a D_a} \cdot \frac{1}{\sqrt{U_a (1 + 0,08 U_a)}} \cdot 10 \frac{n_x D_x}{S_x} \times \\ \times \sqrt{U_x (1 + 0,08 U_x)} C_x. \quad (243)$$

Выбираем в качестве „базисного“ генератора (a) угличский гидрогенератор, обладающий указанными выше данными.

Подставляя эти данные в формулы (242) и (243) и приравнявая их (C_x сокращается), получаем:

$$1,915 \frac{2 \sqrt{2} M_x U_x \sqrt{n_x}}{S_x} = 1,727 \cdot 10 \frac{n_x D_x}{S_x} \sqrt{U_x (1 + 0,08 U_x)}. \quad (244)$$

поступая в аналогичном порядке и во всех остальных случаях, находим следующие формулы для вычисления величины M_x (здесь U — в кв):

$$1. M_{mз} = \left(1 + \frac{3,6}{U}\right) \frac{S}{\sqrt{Vn}} \left(3,9 \frac{\sqrt[3]{n}}{\sqrt[3]{S^3}}\right) = \text{const} \pm 16\% \quad (245)$$

$$2. M_{mA} = \left(1 + \frac{3,6}{U}\right) \frac{S}{\sqrt{Vn}} \left(0,588 \frac{n + 1400}{S + 5000}\right) = \text{const} \pm 25\% \quad (246)$$

$$3. M_{mд} = \left(1 + \frac{3,6}{U}\right) \frac{S}{\sqrt{Vn}} \left(68,75 \frac{n_f}{\frac{S}{30} + 200}\right) = \text{const} \pm 21\% \quad (247)$$

$$4. M_{mП} = 3,19D \sqrt{1 + 0,08U} \cdot \frac{\sqrt{Vn}}{\sqrt{U}} = \text{const} \pm 13\% \quad (248)$$

$$5. M_{mC} = 17,30 \frac{S \sqrt{Vn}}{\frac{S}{5} + nU^2} = \text{const} \pm 22\% \quad (249)$$

На основании анализа номинальных величин 94 гидрогенераторов различных конструкций устанавливаем, что:

Таблица 33

Автор первоначальной формулы		min	max	$\frac{\text{max}}{\text{min}}$	med	Первоначальная формула
Парк и Скитс	$M_{тП}$	60,5	132,7	2,19	96,3	(196)
Виземан	$M_{тВ}$	50,2	119,5	2,38	82,4	(235)
Де-Беллис	$M_{тД}$	30,9	116,8	3,78	72,0	(237)
Аски и Джонсон	$M_{тА}$	28,6	116,4	4,07	68,2	(236)
Адамс Скитс и Сикл	$M_{тС}$	41,8	212,0	5,07	123,6	(207)

В среднем 88,5

Среднее значение величины $M_T = 89,3$ (см. выше) достаточно близко совпадает со средним значением, полученным из рассмотренных пяти формул, что является третьим подтверждением предложенных нами формул.

Наилучшими из формул американских авторов следует признать формулы Парка и Виземана, формулы же, полученные по данным Адамса-Скитса и Аски-Джонсона, не следует рекомендовать к предпочтительному употреблению.

В табл. 34 даны относительные значения рассмотренных постоянных: $C_{mП}$, $C_{mз}$, $C_{mд}$, C_{mA} , C_{mC} , а на рис. 21 — 22 дано их сравнение.

В табл. 34 и на рис. 21 — 22 даны также изменения относительной постоянной C_{rc} , найденной по формуле

$$C_{rc} = \frac{1}{5} (C_{mП} + C_{mз} + C_{mд} + C_{mA} + C_{mC}) = 1 \pm 0,17. \quad (250)$$

Весьма примечательно, что изменения относительной постоянной практически совпадают с изменениями другой относительной постоянной, найденной по формуле (131):

$$C_{дU} = 0,0437D \sqrt{\frac{n}{U}} = 1 \pm 0,12. \quad (251)$$

Эта последняя постоянная может быть установлена также и путем деления следующих двух относительных постоянных:

$$C_T = 0,0112 \frac{S}{D \sqrt{Vn}} = 1 \pm 0,23 \quad (252)$$

и

$$C_A = 0,25 \frac{S}{D^2 l n} = 1 \pm 0,18. \quad (89)$$

Из изложенного видно, что так как практически существует пропорциональность, обе стороны которой найдены независимо (см. также рис. 21):

$$C_{rc} \equiv \frac{C_T}{C_A} = C_{дU}, \quad (253)$$

то не следует без достаточных оснований, как это делает Вихман (а также Кулаковской [Л. 65]), отвергать некоторые американские формулы, в частности формулу Виземана.

Следует подумать о том, как наилучшим образом использовать тот огромный экспериментальный мате-

№ п/п	Гидрогенератор (место установки)	Год монтажа	S, Мва	U, кв	n, об/мин	D, м	L, м	C _T	C _{мП}	C _{мВ}	C _{мД}	C _{мА}	C _{мС}	C _{гс}	C _{пU}
1	ВГС 1-325/29-40	1942	1,50	6,3	150	2,86	0,29	0,66	0,57	0,72	0,32	0,40	0,40	0,48	1,14
2	ВГС 1-325/29-40	1942	2,00	6,3	150	2,86	0,29	0,65	0,57	0,77	0,40	0,49	0,44	0,53	1,14
3	ВГС 1-325/29-21	1942	2,20	6,3	250	2,86	0,29	0,75	0,73	0,73	0,38	0,43	0,40	0,53	1,05
4	ВГС 1-325/39-28	1942	2,68	6,3	214	2,86	0,39	0,73	0,68	0,65	0,45	0,48	0,49	0,57	1,08
5	ВГС 1-325/29-20	1941	2,75	6,3	300	2,86	0,29	0,86	0,80	0,61	0,43	0,43	0,45	0,56	1,02
6	ВГС 1-325/49-32	1942	3,13	6,3	188	2,86	0,49	0,73	0,63	0,83	0,52	0,60	0,57	0,63	1,10
7	ВГС 1-325/54-28	1942	3,40	6,3	214	2,86	0,54	0,67	0,68	0,85	0,53	0,61	0,59	0,65	1,08
8	ВГС 1-325/39-20	1942	3,75	6,3	300	2,86	0,39	0,88	0,80	0,80	0,54	0,57	0,59	0,66	1,02
9	ВГС 1-325/39-16	1941	4,00	6,3	375	2,86	0,39	0,83	0,90	0,65	0,53	0,50	0,52	0,62	0,98
10	ВГС 1-325/49-20	1942	4,55	6,3	300	2,86	0,49	0,84	0,89	0,85	0,60	0,63	0,67	0,73	1,02
11	ВГС 1-325/69-28	1942	4,80	6,3	214	2,86	0,69	0,72	0,68	0,90	0,66	0,73	0,74	0,74	1,08
12	ВГС 1-325/64-24	1942	5,00	6,3	250	2,86	0,64	0,77	0,73	0,89	0,65	0,71	0,75	0,75	1,05
13	Волхов	1926	1,25	2,2	150	3,08	0,44	0,57	0,91	0,95	0,46	0,52	1,08	0,72	1,92
14	СВ 425/30-48	1936	1,70	6,6	125	3,96	0,30	0,56	0,70	0,61	0,37	0,42	0,37	0,50	1,20
15	Днепрогэс	1932	3,00	2,2	428	2,10	0,60	0,87	1,08	0,98	0,73	0,68	1,72	1,04	1,61
16	Бурджар	1934	4,00	6,6	214	3,75	0,35	0,91	0,87	0,70	0,58	0,60	0,37	0,63	1,06
17	Кадырья	1932	4,28	6,6	375	2,75	0,40	0,88	0,85	0,76	0,54	0,52	0,56	0,66	0,97
18	ВВ654п-875	1933	4,65	6,3	375	2,75	0,46	0,85	0,86	0,67	0,58	0,55	0,64	0,66	0,98
19	Цимлянская	1952	5,00	10,5	250	2,86	0,64	0,60	0,63	0,62	0,55	0,55	0,34	0,54	0,90
20	Бразимон	До 1934	5,00	5,3	840	1,48	1,00	0,57	0,74	0,64	0,63	0,51	0,71	0,60	0,92
21	Чанси	1926	7,00	11,0	83	6,99	0,70	0,53	0,88	0,81	0,89	0,99	0,52	0,98	1,07
22	Самгор	1952	8,25	6,3	500	2,10	0,70	1,12	0,76	0,74	0,75	0,65	0,92	0,76	0,94
23	Кахлет	1927	8,50	6,5	75	6,30	0,80	0,86	0,87	1,01	1,19	1,10	0,88	1,01	1,27

№ п/п	Гидрогенератор (место установки)	Год монтажа	S, Мва	U, кв	n, об/мин	D, м	L, м	C _T	C _{мП}	C _{мВ}	C _{мД}	C _{мА}	C _{мС}	C _{гс}	C _{пU}
24	Волхов	1926	8,75	11,0	75	6,97	0,83	0,59	0,83	0,87	1,02	1,13	0,59	0,89	1,09
25	Кардано	1929	9,00	4,0	250	3,81	0,52	1,60	1,15	1,02	1,02	1,00	0,68	0,97	1,27
26	Дзора	1932	9,25	6,6	500	2,50	0,78	0,92	0,89	0,74	0,77	0,70	0,94	0,80	0,92
27	Коиндр	1927	9,55	5,5	428	2,81	0,85	0,92	0,99	0,83	0,79	0,75	1,23	0,92	1,01
28	Волхов „Электросила“	1926	9,63	11,0	75	7,99	0,72	0,66	0,95	0,89	1,06	1,17	0,62	0,94	1,09
29	Алуэт-Лейк	1927	10,00	6,6	200	3,44	0,91	0,99	0,78	0,84	0,91	0,92	1,09	0,91	1,07
30	Аджарис	1934	10,00	6,6	250	3,75	0,60	1,28	0,94	0,85	0,87	0,85	1,06	0,91	1,03
31	Упенборн	1931	11,00	5,5	125	5,56	0,65	1,30	0,75	1,08	1,16	1,22	1,17	1,08	1,24
32	США	До 1940	11,00	6,9	128	5,28	0,67	1,20	0,94	0,96	1,06	1,11	1,02	1,02	1,13
33	Миксниц	1929	11,00	5,2	214	3,95	0,90	1,04	1,00	0,98	1,01	1,00	1,33	1,06	1,13
34	Перак	До 1930	11,25	6,6	94	6,85	0,75	0,99	1,06	1,04	1,19	1,30	1,00	1,12	1,21
35	Ранасфос	До 1930	12,00	7,5	107	7,01	1,00	0,68	1,11	0,98	1,13	1,20	0,96	1,08	1,14
36	Гавет	1932	12,50	6,6	250	4,21	0,62	1,32	1,06	0,90	0,94	0,90	1,18	1,00	1,03
37	Егузон	1926	12,50	10,5	250	4,11	0,85	0,78	0,90	0,83	0,81	0,79	0,69	0,80	0,90
38	Майон	1926	13,30	12,0	250	4,21	0,70	0,92	0,89	0,75	0,80	0,78	0,60	0,76	0,87
39	Ак-кавак	1930	15,00	6,6	167	5,00	0,85	1,19	1,03	1,01	1,10	1,14	1,22	1,10	1,10
40	ЗАГЭС-2	1933	15,00	6,6	167	4,99	0,77	1,32	1,03	1,01	1,10	1,14	1,22	1,10	1,10
41	ВВ744-Z300	1932	15,00	6,6	300	3,70	1,10	0,93	1,02	0,92	0,96	0,89	1,30	1,02	1,00
42	Тулома	1935	15,60	6,3	150	4,98	0,90	1,25	0,99	1,06	0,96	1,18	1,24	1,08	1,14
43	Биаттино	1916	15,60	8,0	300	3,82	1,45	0,64	0,99	0,86	0,91	0,85	1,08	0,94	0,94
44	Вальхензее	1925	16,00	6,9	250	4,20	1,75	0,59	1,04	0,94	0,99	0,95	1,27	1,04	1,02
45	Ремпен	1924	16,50	8,8	500	2,42	1,50	0,77	0,79	0,79	0,85	0,72	0,94	0,82	0,84

№ п/п	Гидрогенератор (место установки)	Год монтажа	S, Мва	U, кв	n, об/мин	D, м	l, м	C _T	C _{тП}	C _{тВ}	C _{тД}	C _{тА}	C _{тС}	C _{тС}	C _{тС}
46	СССР	1933	16,50	11,0	500	2,65	1,00	0,94	0,81	0,74	0,80	0,68	0,67	0,74	0,7
47	Канакир	1933	16,50	11,0	500	2,54	1,30	0,76	0,78	0,74	0,80	0,68	0,67	0,74	0,7
48	Рьюканфос	До 1930	17,00	11,0	250	4,37	1,20	0,69	0,95	0,83	0,88	0,84	0,80	0,86	0,8
49	СВ800/76-60	1936	18,00	10,5	100	7,52	0,76	1,09	1,04	1,00	1,18	1,24	0,87	1,06	1,0
50	Веморк	1928	18,35	11,0	600	2,40	1,50	0,70	0,81	0,74	0,82	0,67	0,69	0,74	0,7
51	Нива-2	1933	18,70	10,5	188	4,96	0,90	1,06	0,95	0,95	0,98	0,97	0,91	0,95	0,9
52	СССР	До 1934	18,75	13,8	450	3,26	1,16	0,71	0,88	0,73	0,79	0,68	0,53	0,72	0,7
53	Вальхензее	До 1930	20,00	6,6	500	2,70	1,66	0,86	0,96	0,90	0,98	0,83	1,50	1,03	0,9
54	Тавак	1937	23,00	10,5	150	6,9	0,60	1,57	1,17	0,99	1,09	1,10	1,00	1,07	0,9
55	СВ 546/110-32	1937	25,00	10,5	188	4,96	1,10	1,16	0,94	0,97	1,04	1,02	1,05	1,01	0,9
56	Бира	1926	26,00	11,0	375	3,60	1,77	0,71	0,96	0,87	0,91	0,80	0,99	0,90	0,8
57	Комсомольская	1937	27,00	10,5	150	6,90	0,75	1,47	1,17	1,03	1,12	1,13	1,06	1,10	0,9
58	СССР	—	27,00	10,5	180	6,37	0,97	1,13	1,19	1,00	1,06	1,05	1,08	1,08	0,9
59	Хендэк	1924	28,00	11,0	500	2,75	1,65	0,93	0,84	0,84	0,90	0,75	0,99	0,87	0,7
60	Свирь-3	1932	30,00	11,0	75	8,54	1,71	0,80	1,03	1,19	1,44	1,52	0,93	1,22	1,0
61	Энсо, «Электросила»	1945	30,00	10,5	100	7,52	1,05	1,31	1,04	1,23	1,30	1,36	1,02	1,19	1,0
62	Энсо, АЭГ	1938	30,00	10,5	107	7,38	0,88	1,54	1,06	1,22	1,27	1,42	1,04	1,20	1,0
63	Шэннон	1928	30,00	10,5	150	5,17	2,12	0,77	0,88	1,09	1,14	1,14	1,11	1,07	0,9
64	Германия	1952	30,00	6,3	200	5,24	1,18	1,53	1,20	1,22	1,24	1,20	1,57	1,28	1,0

№ п/п	Гидрогенератор (место установки)	Год монтажа	S, Мва	U, кв	n, об/мин	D, м	l, м	C _T	C _{тП}	C _{тВ}	C _{тД}	C _{тА}	C _{тС}	C _{тС}	C _{тС}
65	Рибург	1932	32,5	10,5	75	9,30	1,50	0,93	1,12	1,22	1,47	1,56	0,96	1,27	1,10
66	СВ 425/136-16	1937	33,00	11,0	375	3,53	1,35	1,20	0,94	0,96	0,94	0,83	1,14	0,96	0,83
67	Месе	1930	33,00	8,0	420	3,00	2,80	0,76	0,92	0,99	1,02	0,88	1,58	1,08	0,89
68	Месе	1930	33,00	8,0	500	3,00	2,80	0,70	1,01	0,96	1,01	0,84	1,59	1,08	0,86
69	Карапиро	1947	33,33	11,0	167	6,76	0,74	1,74	1,20	1,06	1,12	1,10	1,13	1,12	0,95
70	Роухиала	1936	34,00	11,0	100	7,60	1,40	1,08	1,04	1,15	1,32	1,33	1,03	1,18	1,04
71	Галлето	1927	35,00	10,8	337	3,79	2,25	0,76	0,96	0,96	0,97	0,87	1,21	0,99	0,85
72	Галлето	1927	35,00	10,8	375	3,79	2,25	0,72	1,01	0,94	0,96	0,84	1,21	0,99	0,83
73	Сэйф Харбор	1929	36,00	13,8	109	6,82	1,57	0,97	0,92	1,10	1,22	1,26	0,93	1,08	0,97
74	Кардано	1929	36,00	10,0	252	4,20	2,28	0,84	0,94	1,03	1,04	0,98	1,31	1,06	0,86
75	Кардано	1927	36,00	10,0	300	4,20	2,28	0,77	1,02	1,01	1,01	0,92	1,32	1,06	0,88
76	М. Чирчик	1935	37,00	10,5	167	6,47	1,34	1,14	1,16	1,10	1,14	1,13	1,21	1,15	0,96
77	15 Майлфолс	1931	39,00	13,8	138	6,44	1,50	1,04	0,98	1,08	1,15	1,15	0,98	1,07	0,92
78	Коновино	1926	40,00	13,8	82	9,94	1,24	1,08	1,16	1,19	1,38	1,45	0,91	1,22	1,01
79	Коновино	1928	40,00	13,8	82	9,62	1,17	1,18	1,12	1,19	1,38	1,45	0,91	1,21	1,01
80	СССР	1950	40,00	13,2	84	9,06	1,50	0,99	1,09	1,19	1,38	1,15	0,94	1,15	1,02
81	Дэвис Дэм	1952	45,00	13,8	95	10,78	1,32	0,98	1,36	1,19	1,33	1,37	0,97	1,24	0,99
82	Бохарнуа	1929	46,63	13,2	75	10,92	1,43	1,08	1,24	1,26	1,46	1,54	0,95	1,29	1,04
83	Спаирфолс	1930	47,00	13,8	82	9,57	1,15	1,42	1,12	1,23	1,41	1,47	0,95	1,24	1,01
84	SCV-680-380	—	47,50	13,5	428	3,40	1,90	1,09	0,92	0,95	0,93	0,80	1,10	0,94	0,77

№ п/п	Гидрогенератор (место установки)	Год монтажа	$S, Mва$	$U, кв$	$n, об/мин$	$D, м$	$l, м$	C_T	$C_{mП}$	C_{mB}	C_{mD}	C_{mA}	C_{mC}	C_{rc}	C_{nU}
85	Б. Чирчик	—	52,00	10,5	167	6,57	1,74	1,22	1,18	1,20	1,19	1,17	1,33	1,24	0,96
86	Ниагара-3	1924	65,00	12,0	107	7,97	2,40	1,06	1,10	1,35	1,36	1,38	1,18	1,27	1,00
87	Углич	1938	68,75	13,8	62,5	11,82	1,70	1,30	1,21	1,42	1,62	1,71	0,94	1,38	1,06
88	Днепрогэс	1929	77,50	13,8	88	10,44	1,45	1,64	1,27	1,38	1,43	1,47	1,08	1,33	1,00
89	Булдер Дэм	—	82,50	13,8	150	8,15	2,42	1,03	1,29	1,28	1,20	1,18	1,27	1,25	0,91
90	Гувер Дэм	1934	82,50	16,5	180	8,15	2,42	0,86	1,36	1,20	1,10	1,03	1,18	1,18	0,86
91	Булдер Дэм	1936	82,50	16,5	180	7,60	2,03	1,10	1,26	1,20	1,10	1,06	1,18	1,16	0,86
92	Днепрогэс	1946	90,00	13,8	83	10,69	1,80	1,55	1,26	1,45	1,48	1,52	1,08	1,36	1,01
93	Хорспрангет	1951	105,0	16,0	167	8,38	2,57	1,06	1,36	1,33	1,15	1,11	1,28	1,25	0,88
94	Грэнд Кули	1942	108,0	13,8	120	9,70	2,00	1,54	1,38	1,43	1,31	1,31	1,26	1,34	0,96
								189,3	96,3	82,4	72,0	68,2	123,6	88,5	0,166
								0,56	0,63	0,61	0,37	0,42	0,34	0,50	0,77
								1,74	1,38	1,45	1,62	1,71	1,72	1,38	1,52
								3,28	2,19	2,38	4,38	4,07	5,06	2,76	2,50
								0,23	0,13	0,16	0,21	0,25	0,22	0,17	0,11
									14	30	32	41	39	27	5
								214	196	235	237	236	207	250	255

M_{cp} [формула (214), табл. 33 и формулы (250) и (235)]
 $C_{мин}$
 $C_{макс}$
 $C_{макс} : C_{мин}$
 Среднее отклонение C от 1, $\pm \Delta C$
 % отклонений C от 1 в пределах 0,75—1,25
 Номер формулы ($C = M/M_{cp}$)

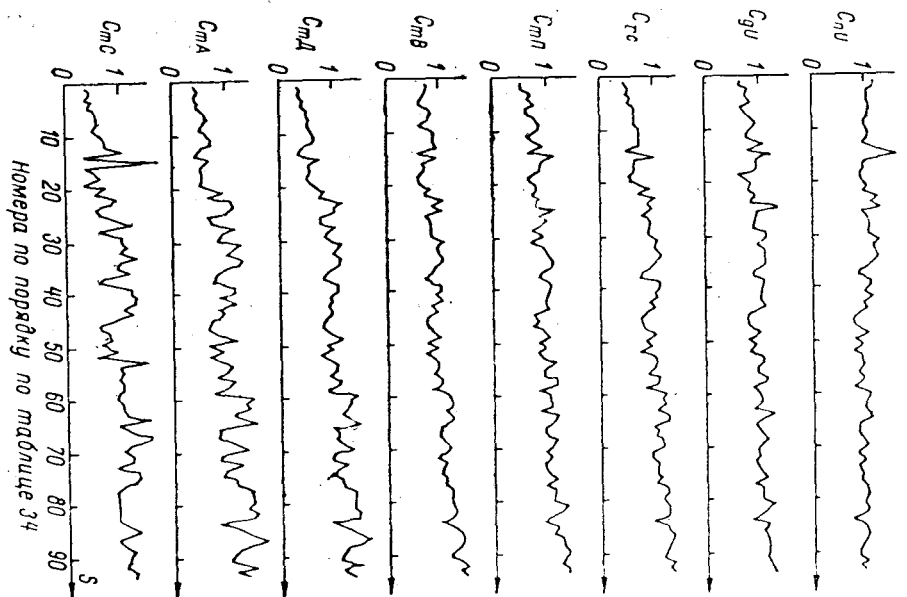


Рис. 21. Относительные постоянные, полученные из формул американских авторов. Рекомендуются: C_{m3} , $C_{mП}$, C_{nU} постоянная C_{nU} дана для сравнения с C_{rc} (среднее).

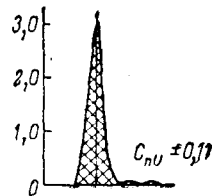
риал (тысячи машин), который воплощен в формулах и кривых Парка, Виземана, Де-Белгиса и даже Аски-Джонсона, Адамса-Скитса и других.

Так, например, зная, что

$$p = 0,9 \frac{S}{UV^n} R \cdot 10^{10} \text{ ОМ} \cdot \text{СМ} \quad (227)$$

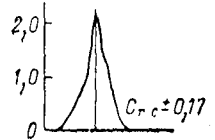
и по Виземану

$$R_{мин} = 0,1 \frac{U \left(10^3 + \frac{3600}{U} \right)^{3/2} n}{V S^2} \quad (235)$$

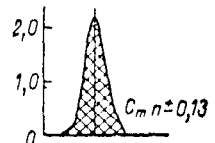


(здесь U — в $кв$), и далее подставляя последнее в первое ($R_{мин}$ вместо R) и производя некоторые трансформации, найдем, что

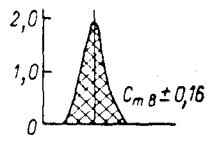
$$\rho_{мин} = \frac{2,7}{\sqrt[3]{n}} \sqrt[4]{\frac{S}{U}} \cdot 10^{12} \text{ ом} \cdot \text{см}. \quad (254)$$



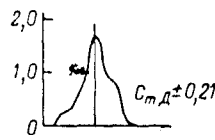
Численные подстановки в формулу (254) показывают, что снижение сопротивления изоляции обмотки статора, например, угличского гидрогенератора возможно свыше чем в 10 раз против нормального состояния ($\rho_V = 1,13 \cdot 10^{13}$ против $4 \cdot 10^{14}$ по формуле (227) при $R = 80 \text{ Мом}$).



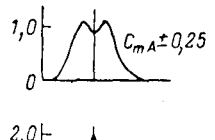
Наилучшими из только что рассмотренных пяти формул являются формула (235) и полученная из нее формула (245).



Эта последняя формула имеет возрастающую зависимость C_{m3} от номинальной мощности, пропорциональную $\sqrt[3]{S}$.

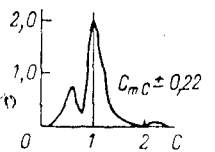


Учитывая это, из формулы (245) можно получить формулу



$$M_{nU} = \frac{0,278 + \frac{1}{U}}{\sqrt[3]{n}} = 0,166 \pm 11\%. \quad (255)$$

Изменения величины



$$C_{nU} = \frac{M_{nU}}{0,166} = 1 \pm 0,11 \quad (256)$$

даны в табл. 34 и на рис. 21 и 22.

Циклический ход кривых на рис. 21 говорит о том, что эти оставшиеся колебания зависят лишь только от случайных, а не от закономерных причин [Л. 5].

и) Сопротивление изоляции обмотки статора генератора 68 750 $квa$

Генератор 68 750 $квa$ был предварительно тщательно вычищен и высушен, и изоляция его была новой и неповрежденной.

Для исключения действия явления диэлектрической закалки изоляции, известного ранее (М. Пигулевский — 1912, А. А. Шапошников — 1914, А. Гольдгаммер — 1927 и [Л. 29]) и замеченного здесь, все опыты производились при медленном снижении температуры изоляции. Специально поставленный опыт [Л. 54] показал, что резкое различие температур вдоль изоляции требует сложного вычисления той средневзвешенной температуры ее,

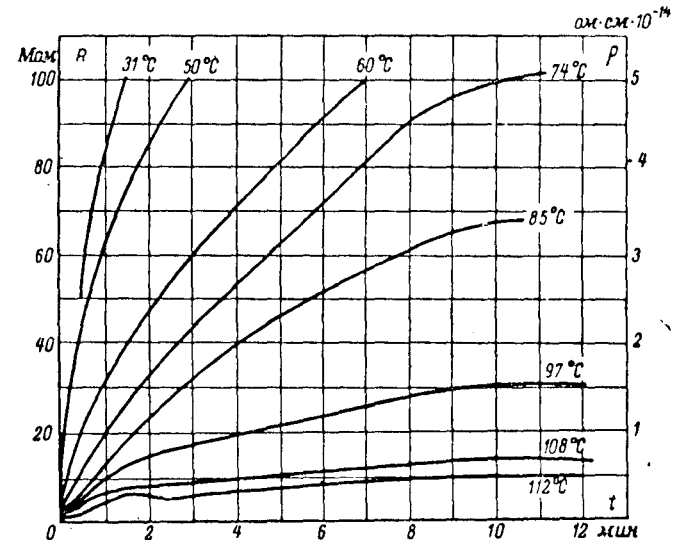


Рис. 23. Зарядная характеристика сопротивления изоляции при различных температурах (шкала слева — для гидрогенератора 68 750 $квa$).

которой подчинялся бы температурный ход сопротивления изоляции в целом.

Исследование ставило целью определить влияние на сопротивление R изоляции ее температуры и длительности t приложения напряжения. Зарядная характеристика сопротивления изоляции дана на рис. 23.

Обращает на себя внимание факт убывания сопротивления изоляции при постоянной ее температуре, начиная с некоторой длительности приложения напряжения, убывающей с ростом температуры. Явление это наблюдалось нами на генераторе 68 750 $квa$ в 1941 г.; позднее о нем сообщил также и Пламб [Л. 32].

Зависимость сопротивления изоляции от температуры или ее температурная характеристика для различной

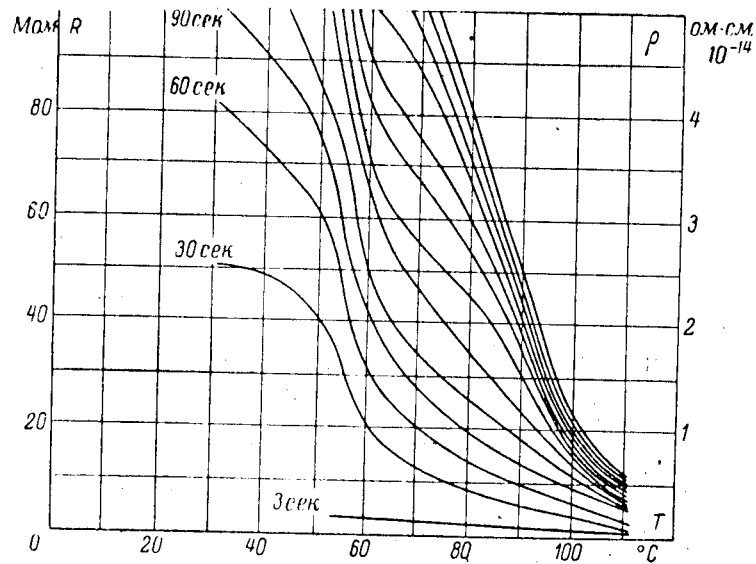


Рис. 24. Температурная характеристика сопротивления изоляции (по рис. 23)

длительности (в минутах и секундах) приложения испытательного напряжения приведена на рис. 24 [принято, что $M_T = 117$, ρ найдено по формуле (226)].

к) Зависимость удельного сопротивления микаленты от ее температуры и длительности приложения испытательного напряжения

С помощью формулы (226) зависимость $\rho = F(T, t)$ может быть легко найдена соответствующим пересчетом данных, приведенных на рис. 23 или 24. Эта зависимость, найденная после некоторого усреднения, показана на рис. 25 (в скобках указаны значения *ом·см*).

Четвертым подтверждением правильности формул для определения емкости и сопротивления изоляции является достаточно хорошее совпадение результатов измерений сопротивления изоляции для генераторов 15 600, 18 750 и 30 000 *кВа* после приведения их к базисному генератору (68 750 *кВа*) с результатами измерения сопротивления изоляции самого базисного генератора.

На рис. 26—31 даны диаграммы линий равных логарифмов сопротивлений $\lg R = f(T, t)$; сопротивление R

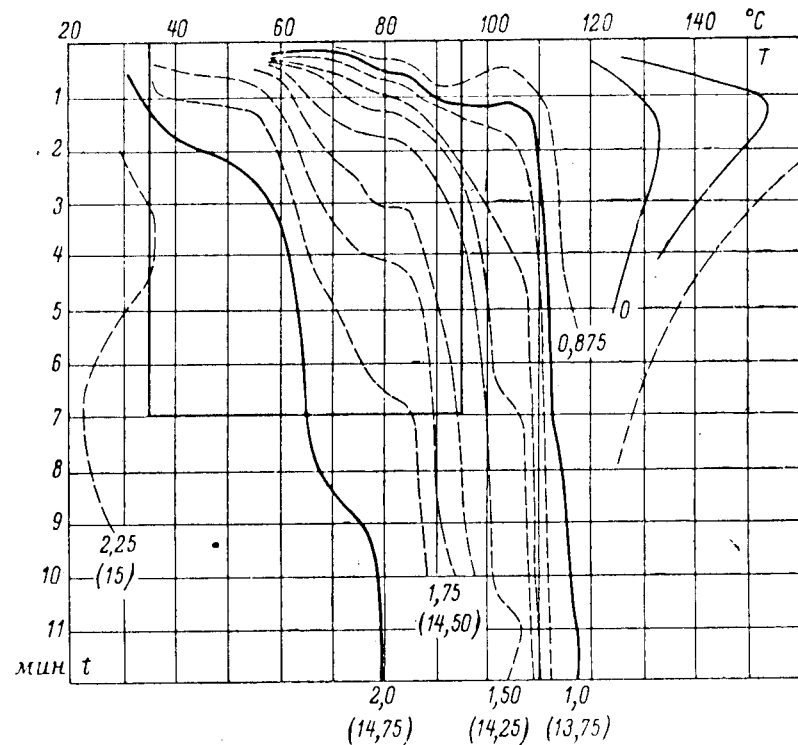


Рис. 25. Диаграмма состояния изоляции RTt генератора с $S = 68\,750$ *кВа*. На диаграмме даны линии логарифмов сопротивлений и удельных сопротивлений (значения в скобках) компаундированной микалентной изоляции непрерывного исполнения в зависимости от температуры T [$^{\circ}\text{C}$] и длительности t [*мин*] приложения испытательного напряжения 1 000 *В*.

исчислялось в мегомах. На оси ординат отложена длительность приложения t (*мин*) испытательного напряжения (1 000 *В*). На оси абсцисс дана температура изоляции T [$^{\circ}\text{C}$].

Диаграмма рис. 25 является наиболее характерной для генераторов с сухой изоляцией. Часть диаграммы, правее 127°C , получена экстраполяцией.

На диаграммах RTt рис. 28 и 29 приведены данные сопротивлений изоляции для влажного и сухого состояния генераторов. На диаграммах стрелками разграничены области температур, соответствующие сухому и влажному состоянию генераторов (в процессе сушки).

Длительность сушки и температурный режим показаны внизу диаграммы. Стрелка с индексом ϕ отмечает

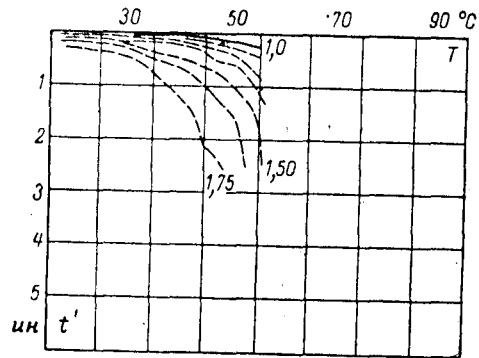


Рис. 26. Диаграмма Rt генератора с $S = 15,6$ Мва, пересчитанная на базисный генератор 68,75 Мва (рис. 25).

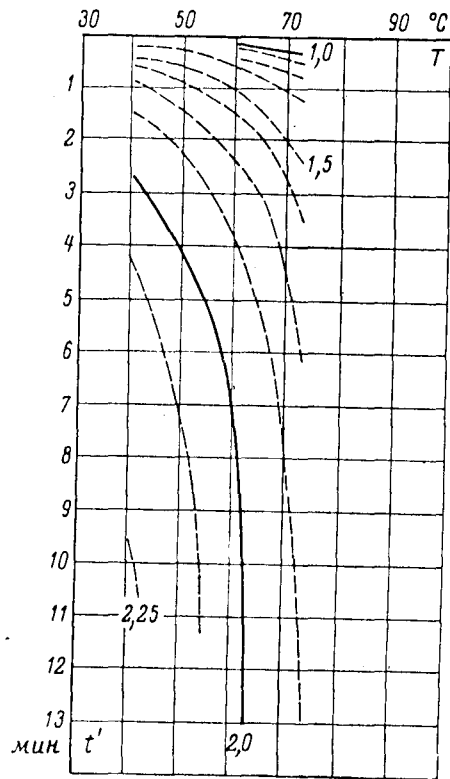


Рис. 27. То же, что и на рис. 25, но для генератора другой ГЭС.

ностью изоляции.

Диаграммы Rt , приведенные на рис. 30, 31, получены на генераторах того же типа, что и на рис. 25, но без

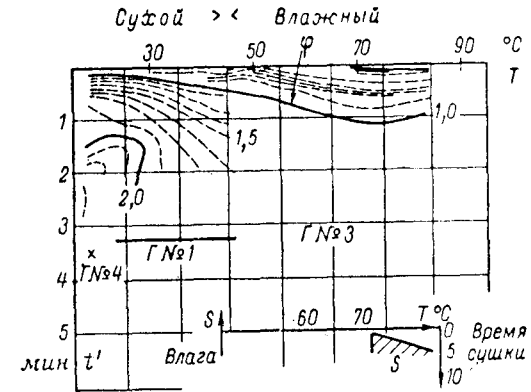


Рис. 28. Диаграмма Rt , полученная на трех одинаковых генераторах 18,75 Мва и пересчитанная на базисный генератор 68,75 Мва. На диаграмме стрелкой при φ показано направление сдвига линий равных сопротивлений (рис. 25), обусловленное увлажненностью генератора. Время сушки — в сутках.

специальной сушки (измерения для рис. 30, 31 произведены персоналом Мосэнерго).

По данным рассмотренных рисунков можно найти для соответствующих генераторов $\lg \rho$ по формуле

$$\lg \rho = \lg \tau_r + \lg R \quad (257)$$

или

$$\lg \rho = 12,7 + \lg R. \quad (258)$$

В табл. 35 сопоставлены значения $\lg \rho$ различных генераторов при длительности приложения испытательного напряжения 1000 в от 0,5 до 7 мин. Изоляция всех генераторов сухая и чистая.

Из табл. 35 видно, что отдельные значения $\lg \rho$, полученные на различных генераторах, отличаются от среднего значения практически не больше чем на 0,25 (т. е. не более чем в 1,7 раза).

что в этой работе не учтено влияние на сопротивление изоляции ее возраста [Л. 47, 48].

Рис. 28 и 29 в сравнении с рис. 25 позволяют судить о влиянии на вид диаграммы RTt степени увлажненно-

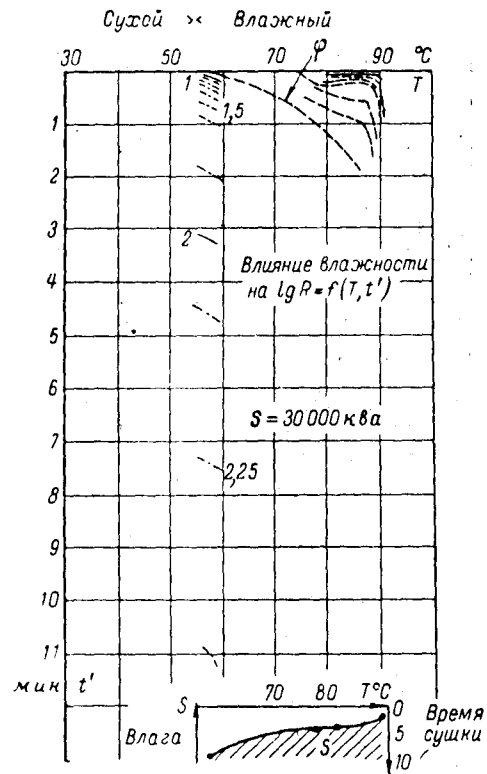


Рис. 29. Часть диаграммы RTt генератора 30 Мва, пересчитанная на базисный генератор. На диаграмме показано направление сдвига линий равных сопротивлений (рис. 25), обусловленное увлажненностью генератора (стрелка со значком ϕ).

сти генератора, а рис. 30 в сравнении с рис. 25 — о влиянии возраста изоляции (рис. 30 получен через 5 лет).

Пользуясь данными рис. 25 как нормой и формулами (226) и (227), можно найти удельное сопротивление изоляции любого генератора в ее новом, сухом, чистом и неповрежденном состоянии при условии, что эта изоляция микалентная, компаундированная и непрерывного

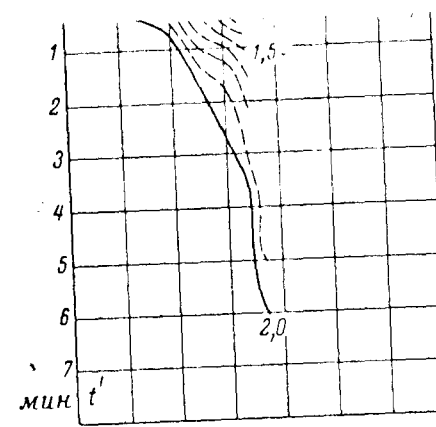


Рис. 30. Диаграмма RTt для генератора 68,75 Мва (рис. 25), снятая спустя 5 лет после выполнения диаграммы рис. 25 (перед ремонтом).

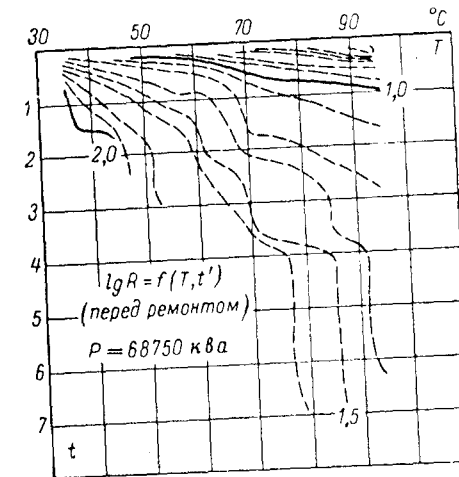


Рис. 31. То же, что и на рис. 25, но для генератора 68,75 Мва другой ГЭС (перед ремонтом).

исполнения, а величина приложенного испытательного напряжения равна 1000 в постоянного тока.

Для температур ниже 100°C и длительности приложения испытательного напряжения выше 3 мин зависимость $\rho = F(T, t)$ довольно хорошо выражается следующей формулой:

$$\rho = 0,5 \sqrt[n_a]{0,143 (t^{n_a} - 1) (120 - T) 10^{13}} \quad (259)$$

Номер рису- нка	S, Mва	40° С при длительности приложения напряжения, мин					
		0,5	1	2	3	5	7
25	68,75	14,4	14,5	14,7	14,75	14,8	14,8
26	15,60	14,2	14,4	—	—	—	—
27	15,60	14,3	14,5	14,6	14,75	14,8	14,9
28	18,75	14,0	14,3	14,5	—	—	—
29	30,00	14,4	—	—	—	—	—
30	68,75	14,8	—	—	—	—	—
31	68,75	14,3	14,5	—	—	—	—

В среднем 14,4 14,5 14,6 14,75 14,8 14,9

Номер рису- нка	S, Mва	60° С при длительности приложения напряжения, мин					
		0,5	1	2	3	5	7
25	68,75	14,1	14,2	14,4	14,5	14,7	14,75
26	15,60	13,7	—	—	—	—	—
27	15,60	14,1	14,3	14,4	14,5	14,6	14,7
28	18,75	—	—	—	—	—	—
29	30,00	14,3	14,4	14,6	14,7	14,8	14,9
30	68,75	14,1	14,3	14,6	14,7	—	—
31	68,75	13,9	14,1	14,3	14,4	—	—

В среднем 14,0 14,3 14,5 14,6 14,7 14,8

Примечания: 1. По данным измерений Ленэнерго для восьми достаточ-
но высушенных генераторов „Электросилы“ и АСЕА было определено:

$\lg \rho = 13,8$ — при температуре 40° С;

$\lg \rho = 13,3$ — при температуре 60° С;

при длительности приложения высокого напряжения 0,5 мин.

2. По литературным данным [Л. 34] на основе результатов измерения при-
мерно на 175 генераторах можно определить, что для машин, имеющих изоля-
цию, близкую к рассматриваемой нами, но не подвергавшуюся специальной
сушке:

$\lg \rho = 13,7$ — для длительности приложения напряжения 1 мин;

$\lg \rho = 14,2$ — для длительности приложения напряжения 10 мин;

при испытательном напряжении 500 в и температуре 25° С.

По тем же данным [Л. 34] для генераторов с непрерывной изоляцией значение
 $\lg \rho$ доходит до 13,2 и 15,9 (для длительности испытаний 1 и 10 мин соответ-
ственно).

3. Имеющиеся в табл. 35 различия в сравнимых значениях $\lg \rho$ помимо возра-
ста изоляции следует относить за счет различий в толщине (d , мм) слюдяной
(микалентной) изоляции.

Различия в значениях ρ (ом·см) могут быть учтены по нашей формуле
[Л. 94, 95]

$$\rho_{ст} = \frac{1}{3} \rho_{изм} d_{изм}^{2,5} \cdot 10^{-3},$$

где $\rho_{ст}$ — $\rho_{изм}$, приведенное к толщине 25 мм.

В первом приближении эта формула может быть принята и для слюдяной
(микалентной) изоляции.

или

$$R = 535 \frac{UV \sqrt{n}}{S} \sqrt[3]{0,143 (t^{n_a} - 1) (120 - T)}, \quad (260)$$

где $n_a = 0,88$.

Состояние изоляции генератора следует оценивать по
величине фактически измеренного сопротивления при
данных температуре и длительности приложения испы-
тательного напряжения,
отнесенного к сопротив-
лению, которое должно
было быть при тех же
условиях, но на чистой,
новой, сухой и неповреж-
денной изоляции (рис. 25).

Наименьшее значение
отношения указанных со-
противлений, названного
полноценностью изоля-
ции, может быть получе-
но из рис. 32. Снижения,
указанные на рис. 32,
идут значительно дальше,
чем это известно в лите-
ратуре [Л. 40 и 14]. Пас-
порт каждого генератора
тотчас после его монтажа
и тщательной сушки дол-
жен быть снабжен собст-
венной диаграммой состоя-
ния изоляции $RtIt$ типа указан-
ной на рис. 25. Это должно ежегодно повторяться. При
отсутствии такой диаграммы можно пользоваться диа-
граммой $RtIt$, приведенной на рис. 25.
Наилучшим критерием состояния изоляции генера-
тора является сравнение данных ежегодных диаграмм
 $RtIt$.

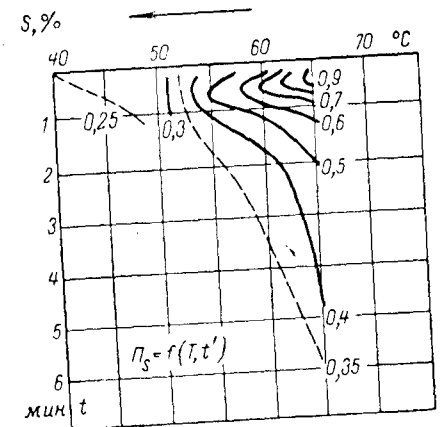


Рис. 32. Допустимые значения коэф-
фициента ρ_s понижения сопротивле-
ния изоляции генератора (обу-
словленного увлажнением), при ко-
торых возможно включение генера-
тора без предварительной сушки.

ОБЩЕЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выбор основных номинальных величин и геомет-
рических размеров гидрогенераторов и некоторых его
параметров следует производить с учетом как накоплен-
ного за историю гидрогенераторостроения опыта, так и

закономерностей развития, которые показаны в данной работе.

2. По приведенным в работе формулам и графикам с указанной точностью легко могут быть определены: относительная быстроходность гидроагрегата, диаметр расточки статора, величина полюсного деления, маховой момент (в частности, по геометрическим размерам), высота активной стали, использование поверхности расточки статора и объема внутри расточки и др.

3. Показано, что узким местом в современном гидрогенераторостроении является низкий уровень напряжения, для устранения которого необходимо новое конструктивное решение изоляции обмотки статора на основе более тонких и более электрически и механически прочных и теплостойких электроизоляционных материалов.

Решение этой проблемы, способствуя повышению номинального напряжения, а при более тонкой изоляции и уменьшению высоты активной стали, облегчит возможность создания экономичных гидрогенераторов на мощности до 1 000 Мва, что находится в интересах экономики как строительства, так и эксплуатации крупных гидроэлектрических станций.

4. К решению вопросов, указанных в п. 3 общего заключения, необходимо привлечение НИИ, занимающихся работами в области создания новых электроизоляционных материалов (например, стеклоткань, проэмульгированная политетрафторэтиленом).

5. По § 12 следует заметить, что сравнительный анализ работ Бергера [Л. 31], И. А. Адамса [Л. 33] и Парка [Л. 34], а также сопоставление результатов наших исследований [Л. 48] с данными, приведенными Бирмансом [Л. 15], показывают, что определение емкости по формуле (215) и сопротивления изоляции по формуле (227) является достаточно точным и для высокооборотных турбогенераторов, если в указанных формулах вместо величин n (числа оборотов в минуту) брать $0,4n$. Для ориентировочных подсчетов вместо формулы (212) можно применять следующую формулу:

$$C_t = \frac{DI}{1,3d} \quad (261)$$

В качестве общих выводов по § 12 отметим следующее:

а) Формула Парка не может применяться без существенного ее изменения, которое и выполнено в нашей работе; кривые Адамса не могут быть рекомендованы.

Найденные в нашей работе простые формулы для определения емкости обмотки статора генератора дают результаты, близко совпадающие с результатами измерений.

б) Полуэмпирические зависимости глубины паза и числа пазов от диаметра статора, а также постоянная M_T дают возможность определить коэффициенты, при помощи которых по известным емкости и сопротивлению изоляции легко найти ее диэлектрическую проницаемость и удельное электрическое сопротивление.

Нормальные величины удельного сопротивления для микалентной компаундированной изоляции непрерывного исполнения даны на рис. 25.

в) Проверка коэффициентов τ по результатам измерений сопротивления изоляции генераторов, подтверждая наши предшествующие формулы, дает право заявить, что из трех формул, применяемых для определения наименьшего сопротивления изоляции, худшей является формула Аски-Джонсона [Л. 34].

г) Так как динамика удельного сопротивления изоляции по годам дает возможность иметь сравнительное суждение о запасе ее прочности, то **электростанциям следовало бы собирать статистические данные для составления более подробных норм.**

Старение изоляции и величина испытательного напряжения существенно влияют на вид диаграммы состояния RTt (рис. 25).

Исключив их влияние, дальнейшие изменения диаграммы следует относить в первую очередь к влиянию содержания влаги (если машина чистая и исключено действие диэлектрической закалки).

Зависимость сопротивления изоляции от ее возраста, величины испытательного напряжения и степени увлажненности [Л. 48] напоминает зависимость ее от длительности приложения испытательного напряжения.

Следует заметить, что по формулам, приведенным выше, сопротивление изоляции обмотки статора гидрогенератора может быть легко и точно рассчитано, о чем было указано, в частности, в [Л. 48] не в пример утверждениям в [Л. 90, стр. 56].

ПРИЛОЖЕНИЕ

ОБЩАЯ ГЕОМЕТРИЯ ПАЗА СТАТОРА

а) Глубина пазов h_p и их число z

Из табл. 36 видно, что глубина пазов и их число наиболее тесно связаны с величиной внутреннего диаметра D активной стали статора.

Формулами [Л. 54], наилучшим образом (см. табл. 36 и рис. 33) описывающими эти связи, являются:

Таблица 36

№ п/п.	D , см	l , см	S , Мва	U , кв	n , об/мин	Z , шт.	h_p	C_z , %	C_h , %
1	275	40	4,28	6,6	375	252	0,110	81	108
2	375	35	4,0	6,6	214	270	—	95	—
3	496	90	18,7	10,5	188	306	0,140	103	95
4	498	—	—	—	—	—	0,120	—	110
5	500	85	15,0	6,6	167	378	0,125	84	105
6	500	77	15,0	6,6	167	288	0,120	110	110
7	588	—	—	—	—	300	0,155	119	89
8	690	75	27,0	10,5	150	396	0,152	102	92
9	738	—	—	—	—	—	0,140	—	99
10	752	105	30,0	10,5	100	396	0,130	109	110
11	760	140	34,0	11,0	100	414	0,153	107	93
12	854	171	30,0	11,0	75	504	—	94	—
13	972	—	—	—	—	—	0,152	—	97
14	1 044	145	77,5	13,8	88	600	—	92	—
15	1 050	—	—	—	—	—	0,154	—	98
16	1 160	—	—	—	—	486	0,170	123	89
17	1 182	170	68,75	13,8	62,5	720	0,140	84	110

C_{\min} , %

81 89

C_{\max} , %

123 110

C_{\min}/C_{\max} , %

67 81

% C в диапазоне $C=0,75-1,25$

100 100

$\pm \Delta C$, %

11 8

Точность формулы — плотность распределения при $C=1$, % на 0,01 C (для $C=0,91-1,10$)

3,08 4,28

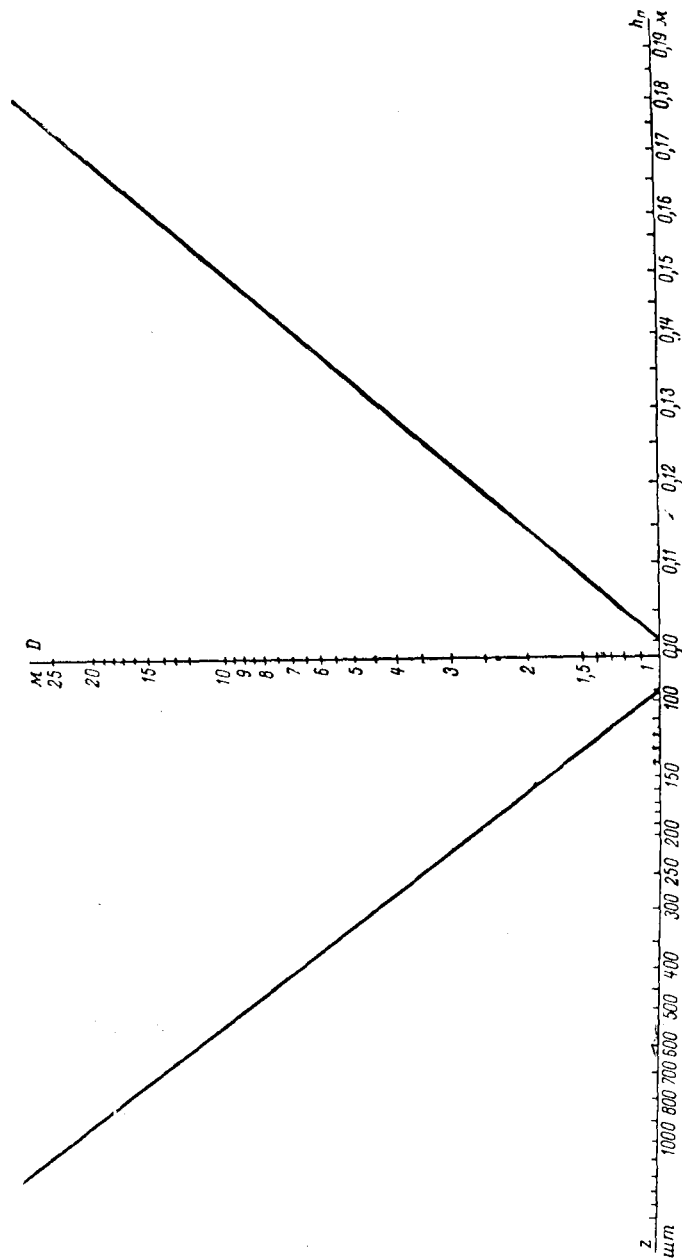


Рис. 33. Связь числа пазов (слева) и глубины пазов (справа) с диаметром расточки активной стали статора.

$$h_n = 0,1015 D^{0,167}; \quad (262)$$

для числа пазов

$$z = 95 D^{0,75}. \quad (263)$$

Соответствующие относительные постоянные (табл. 35) определяются по формулам

$$C_h = 0,1015 \frac{D^{0,167}}{h_n} = 1 \pm 0,08; \quad (264)$$

$$C_z = 95 \frac{D^{0,75}}{z} = 1 \pm 0,11. \quad (265)$$

Заметим [Л. 54], что между шириной паза (b) и его глубиной (h_n) существует следующее приблизительное статистическое соотношение:

$$b \approx 0,2 h_n, \quad (266)$$

а между шириной пакетов активной стали (h) и глубиной паза имеется следующая статистическая связь:

$$h = 1,75 h_n. \quad (267)$$

Отметим [Л. 54], что постоянство отношения глубины паза к его ширине, равное для гидрогенераторов ~ 5 , обуславливает сохранение кратностей пускового тока, максимального и пускового моментов вращения электрической машины [Л. 67].

б) Коэффициент заполнения пазовой (корпусной) изоляцией радиального сечения статора

Площадь поперечного сечения пазовой (корпусной) изоляции в одном пазе статора определяется формулой

$$s_n = 2h_n d \cdot 10^{-3} + 2(b - 2d \cdot 10^{-3}) d \cdot 10^{-3} \quad (268)$$

или, используя формулу (266), получаем

$$s_n = (2,4h_n - 4d \cdot 10^{-3}) d \cdot 10^{-3}. \quad (269)$$

Считая (для существенного упрощения последующего вывода формулы), что величина $0,2 h_n (=b)$ приблизительно равна $4d \cdot 10^{-3}$ (что и имеет место в действительности), найдем, что площадь поперечного сечения пазовой изоляции статора в целом может быть найдена по формуле

$$s_n = 2,2h_n d z \cdot 10^{-3}. \quad (270)$$

Площадь радиального сечения статора определяется формулой

$$s_c = \pi(D + h)h. \quad (271)$$

* Здесь d в мм.

Производя необходимые подстановки в отношение

$$k_c = \frac{s_n}{s_c} \quad (272)$$

из п. „а“ данного приложения и из изложенного в работе, найдем, что формула коэффициента k_c заполнения пазовой корпусной изоляцией радиального сечения статора будет иметь вид

$$k_c = 53,75 \frac{U^{0,5}}{D^{0,25} + \frac{0,178}{D^{1,587}}} 10^{-3}, \quad (273)$$

или так как для D от 1,1 до 16 м практически имеет место, что

$$D^{0,25} + \frac{0,178}{D^{1,587}} = 1,12 D^{0,211}, \quad (274)$$

то

$$k_c = 0,043 \frac{U^{0,5}}{D^{0,214}} \quad (275)$$

Значение k_c в среднем (для 128 гидрогенераторов табл. 12) равно 0,1015 (т. е. $\sim 10\%$) и является достаточно стабильным.

Принимая $k_c = 0,1015$ за 100%, имеем следующую оценку рассеяния результатов вычисления k_c по только что приведенной формуле (что не является оценкой формулы ввиду отсутствия достаточных статистических данных по фактическим величинам k_c): $k_{c, \text{мин}} = 54\%$; $k_{c, \text{макс}} = 133\%$; $k_{c, \text{мин}}/k_{c, \text{макс}} = 41\%$.

Среднее отклонение отдельного определения k_c равно $\Delta k_c = \pm 11\%$.

Число случаев k_c в пределах 75—125% равно 94%.

Плотность распределения в % на $0,01 k_{c, \text{ср}}$ при k_c от 91 до 110% (от среднего) равно 3,03.

Если бы имелась возможность определить относительную постоянную

$$C_{k_c} = \frac{k_c \text{ по формуле (275)}}{k_c \text{ фактическое}}, \quad (276)$$

то колебания этой постоянной можно было бы в основном объяснять колебаниями фактической глубины паза h_n .

Увеличение толщины изоляции d (при увеличении номинального напряжения U), видимо, может вызывать не только увеличение общей высоты (длины) активной стали l , но и увеличение глубины паза h_n , конечно, при прочих равных (или учтенных) условиях.

Таким образом, вероятно, имеет место соотношение

$$C_l C_{k_c} = 1 \pm \Delta, \quad (277)$$

дающее возможность повысить точность учета влияния номинального напряжения гидрогенератора на высоту его активной стали введением в формулу для C_l или C_{k_c} глубины паза, их числа и ширины активной стали (h) статора.

Обозначая указанный коэффициент через k_o , будем иметь:

$$k_o = \frac{2dz}{\pi D}, \quad (278)$$

или заменяя величины d и z через ранее известные, получаем:

$$k_o = 0,0853 \frac{U^{0,5}}{D^{0,25}}. \quad (279)$$

Значение k_o в среднем (для 128 гидрогенераторов табл. 12) равно 0,1755 (т. е. $\sim 18\%$) и является достаточно стабильным, имея все же несколько повышенную величину для крупных машин.

Принимая $k_o = 0,1755$ за 100%, имеем следующую оценку рассеяния результатов вычисления k_o по только что приведенной формуле (что не является оценкой формулы, а лишь оценивает колебания ожидаемых значений k_o): $k_{o, \text{мин}} = 54\%$; $k_{o, \text{макс}} = 135\%$; $k_{o, \text{мин}}/k_{o, \text{макс}} = 40\%$.

Среднее отклонение отдельного определения ожидаемого значения k_o равно $\Delta k_o = 10\%$.

Число случаев k_o в пределах 75—125% равно 91%.

Плотность распределения в % на $0,01k_{o, \text{ср}}$ при k_o от 91 до 110% (от среднего k_o) равна 2,97.

По аналогии с изложенным в п. «б» данного приложения можно говорить о выводе формул

$$C_{k_o} = \frac{k_c \text{ по формуле (279)}}{k_c \text{ фактическое}} \quad (280)$$

и

$$C_L C_{k_o} = 1 \pm \Delta, \quad (281)$$

которые также дали бы возможность выявить связь числа пазов статора и высоты его активной стали.

г) Коэффициент заполнения сечения паза корпусной изоляцией (k_{II})

Площадь поперечного сечения корпусной изоляции в одном пазе статора согласно изложенному выше определяется по формуле

$$s_{II} = 2,2h_{II}d \cdot 10^{-3}. \quad (282)$$

Площадь поперечного сечения паза определяется формулой

$$s_{II} = bh_{II} \quad (283)$$

или

$$s_{II} = 0,2h_{II}^2 \quad (284)$$

и тогда, так как

$$k_{II} = \frac{s_{II}}{s_{II}} \quad (285)$$

то

$$k_{II} = 0,011d/h_{II} \quad (286)$$

или, производя необходимые подстановки вместо d и h_{II} , получаем:

$$k_{II} = 0,153 \frac{U^{0,5}}{D^{0,167}}. \quad (287)$$

Значение k_{II} в среднем (для 128 гидрогенераторов табл. 12) равно 0,3566 (т. е. $\sim 36\%$), но несколько ниже для малых и выше для крупных машин.

Принимая $k_{II} = 0,3566$ за 100%, имеем следующую оценку рассеяния результатов определения k_{II} : $k_{II, \text{мин}} = 52\%$; $k_{II, \text{макс}} = 130\%$; $k_{II, \text{мин}}/k_{II, \text{макс}} = 40\%$.

Среднее отклонение отдельного определения k_{II} равно $\Delta k_{II} = \pm 12\%$.

Число случаев k_{II} в пределах 75—125% равно 94%.

Плотность распределения в % на $0,01k_{II, \text{ср}}$ при k_{II} от 91 до 110% равна 2,24.

По аналогии с изложенным в пп. «б» и «в» данного приложения можно говорить о выводе формул

$$C_{k_{II}} = \frac{k_{II} \text{ по формуле (287)}}{k_{II} \text{ фактическое}} \quad (288)$$

и

$$C_L C_{k_{II}} = 1 \pm \Delta, \quad (289)$$

которые дали бы возможность выявить связь глубины паза статора и высоты его активной стали.

д) Расстояние a между вентиляционными каналами¹ и их число в пазу статора

Анализируя данные по 22 гидрогенераторам табл. 37, можно, зная общую длину (высоту) активной стали статора l и число каналов в ней m , найти длину (высоту) собственно активной стали l_{Fe} .

Из табл. 37 видно, что отношение l_{Fe}/l очень стабильно и равно:

$$\alpha = \frac{l_{Fe}}{l} = 0,8278 (\approx 83\%). \quad (290)$$

Зная длину собственно активной стали и число вентиляционных каналов, можно определить, что расстояние между вентиляционными каналами a определяется по нижеприведенной формуле и в среднем равно:

$$a = \frac{l_{Fe}}{m + 1} = 0,04845 \text{ м.} \quad (291)$$

¹ Ранее [Л. 3] называвшиеся продухами, что более уместно, если иметь в виду возможность смешивания понятий «вентиляционный канал» и «воздуховод», под которыми понимают канал, подводящий воздух от статора к воздухоохладителям и от них к ротору.

Таблица 37

№ п/п,	Гидростанция (или гидрогенератор)	l , см	m , шт.	I_{Fe} , см	I_{Fe}/l	$\frac{I_{Fe}}{m+1}$, см	$(I_{Fe}/l)^*$	$\left(\frac{I_{Fe}}{m+1}\right)^*$
1	Свирь-3 (малый)	40	5	35	0,875	5,80	106	120
2	Волхов	63	13	50	0,793	3,57	96	74
3	США ($S=11$ Мга)	67	15	52	0,776	2,62	94	54
4	Энсо, АЭГ	88	14	74	0,841	4,25	101	88
5	Тулэма	90	16	74	0,822	4,35	99	90
6	Нива-2	90	16	74	0,822	4,35	99	90
7	Х-477	91	18	73	0,803	3,79	97	78
8	Энсо, „Электро-сила“	105	18	87	0,829	4,57	100	94
9	Карсефортен	113	15	88	0,777	6,12	94	126
10	Спир	115	22	93	0,810	4,03	98	84
11	Коновинго-Джек	117	21	96	0,821	4,37	99	90
12	Коновинго-Вест	124	25	99	0,799	3,80	97	79
13	Роухиала	140	22	118	0,843	5,13	102	106
14	Ремпен	146	26	120	0,821	4,44	99	92
15	Веморк	150	21	129	0,860	5,87	104	121
16	Рибур	150	25	125	0,832	4,82	100	99
17	Свирь-2	150	28	122	0,812	4,21	98	87
18	Хендек	164	23	141	0,859	5,88	104	121
19	Рио-Синка	170	25	145	0,853	5,58	103	115
20	Углич	170	28	142	0,836	4,90	101	101
21	Вальхензее	175	30	145	0,828	4,68	100	97
22	Шеннон	204	21	183	0,898	8,32	108	172
$C_{мин}$, %							94	54
$C_{макс}$, %							108	172
$C_{мин}/C_{макс}$, %							87	31
% C в диапазоне $C = 0,75-1,25$							100	82
$\pm \Delta C$, %							2,7	17
Плотность распределения при $C=1$, % на $0,01 C$ (для $C=0,91-1,10$)							5,00	1,36

Таким образом, если считать, что расстояние между вентиляционными каналами по стали в среднем равно 48 мм, то их число m может быть найдено по формуле

$$m = 17,11 - 1. \quad (292)$$

В последней формуле (как и во всех других) l — в м.

Оценка колеблемости величин a^* и a (относительные значения колебаний a и a , взятые в % при среднем значении a , и a 0,8278 и 48,45 мм соответственно) дана в табл. 37.

При выводе приведенных в данном параграфе формул для гидрогенераторов табл. 37 размер вентиляционного канала, параллельный оси генератора, всегда равен 1 см.

Направление дальнейшей работы по общей геометрии гидрогенераторов действующих гЭС в разрезе данного приложения следует мыслить по линии учета влияния глубины паза и их числа (поскольку влияние толщины корпусной изоляции в пазу в первом приближении уже учтено) на общую длину активной стали статора.

Изложенное исходит из тех соображений (частично указанных в основном тексте работы), что при увеличении толщины корпусной изоляции возникает необходимость увеличения высоты активной стали (при прочих равных или же учтенных условиях), но, однако, скомпенсировать отрицательное влияние увеличения толщины изоляции в пазу можно и путем увеличения глубины паза (т. е. его радиального, а не обязательно аксиального по отношению к оси генератора размера), а возможно даже и их числа.

Проверить это (и установить соответствующую формулу) можно путем статистического анализа данных по фактическим величинам трех коэффициентов заполнения, теоретико-эмпирические значения которых выведены в данном приложении.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- H — расчетный напор гидростанции, м;
 N — номинальная мощность на валу гидротурбины, квт;
 S — номинальная полная мощность гидрогенератора, ква (в таблицах Мва);
 U — номинальное напряжение, кв;
 n — скорость вращения в номинальном режиме (округлена), об/мин;
 D — внутренний диаметр статора, м (в таблицах см);
 l — полная высота (длина) активной стали статора, м (в таблицах см);
 GD^2 — маховой момент, $т \cdot м^2$;
 X'_d — переходная реактивность по продольной оси;
 d — толщина корпусной изоляции в пазу статора (на одну сторону), мм;
 C — относительные постоянные (в таблицах %);
 Δ — среднее отклонение C от 1, о. е.;
 k — подстроичный индекс в формулах для осевых турбин (Каплана);
 f — то же, но в формулах для радиально-осевых турбин (Френсиса);
 p — то же, но в формулах для ковшовых турбин (Пельтона);
 $C_{Пл}$ — полная емкость статора, мкф, определенная после уточнения формулы Парка;
 $C_{Лэ}$ — емкость, мкф, определенная по формуле, соответствующей кривым И. А. Адамса [Л. 33];
 C_d — емкость, мкф, определенная по формуле, рассматривающей паз статора как плоский конденсатор, без точного учета картины поля;

в формуле для C_d ;

h_{II} — полная глубина паза, m ;

l'_c — длина активной стали статора, m , входящая в формулу для определения площади s ;

b — ширина вентиляционного канала, m ;

p — число вентиляционных каналов;

z — число пазов (зубьев) статора;

$C_{ст}$ — емкость статора, $мкф$, определяемая только «чистой» длиной активной стали и меди;

l_i — «чистая» высота активной стали статора, m ;

h_i — чистая толщина (глубина) меди в пазу статора, m ;

l_c — истинная (эквивалентная) длина статора, m , определяющая действительную емкость статора;

h_c — эквивалентная глубина паза, m ;

C_l — полная емкость статора, $мкф$, с учетом действительной картины поля;

C_{d1} — полная емкость статора, $мкф$, то же, что и C_d ;

C_{t1} — полная емкость статора, $мкф$, то же, что и C_l , но вычисленная через геометрические размеры генераторов (D , l и d);

C_{t2} — полная емкость статора, $мкф$, то же, что и C_l , но вычисленная через номинальные величины генератора (λ , U , n);

ρ — удельное сопротивление корпусной изоляции, $ом \cdot см$;

R — сопротивление корпусной изоляции, $Мом$;

τ_c, τ_r — критерии емкости и сопротивления изоляции, связывающие емкость и сопротивление изоляции с ее диэлектрической проницаемостью и удельным сопротивлением;

τ_{c1}, τ_{r1} — то же, что и τ_c, τ_r , но определенные через геометрические размеры генератора;

τ_{c2}, τ_{r2} — то же, что и τ_c, τ_r , но определенные через номинальные величины генератора;

T_r, T_c — коэффициенты для приведения сопротивления R_x и емкости C_x данной машины к базисным R_a и C_a ;

n_1 — функция от скорости вращения в формуле Де-Беллиса;

i_1 — коэффициент, характеризующий класс изоляции в формуле Де-Беллиса;

$T_r, T_{вм}, T_{ам}, T_{дм}$ — коэффициенты для приведения сопротивления изоляции любой машины к базисной, найденные посредством преобразования формул автора (234), Виземана (235), Аски-Джонсона (236) и Де-Беллиса (237);

t — длительность приложения испытательного напряжения, $мин$.

ЛИТЕРАТУРА

1. ETZ, 1896, стр. 177.
2. ETZ, 1903, стр. 285.
3. Воронов А. А., Конструктивные чертежи и таблицы к лекциям по электромеханике, С.-Петербург, 1900—1901, тип. Трофимова.
4. Воронов А. А., Расчет динамомашин постоянного тока, 1907, 63 стр., СПб Технологический институт, лит. Богданова.
5. Слуцкий Е. Е., Сложение случайных причин как источник циклических процессов, Вопросы конъюнктуры, т. III, вып. 1, 1927.
6. Voetsch, v. 24, 1921.
7. Adams C. A. and Hobart H. M., Alternating-current generators and motors, Standard Handbook for Electrical Engineers, New York, 1922, p. 466—595.
8. Воронов А. А., Динамоэлектрические машины постоянного тока, 1924, 171 стр., Научное химико-техническое издательство, Научно-технический отдел ВСНХ, Петроград.
9. Report of National Electric Light Association for 1924.
10. William M. White, Hydraulic turbines в книге William P. Greager and Joel D. Justin Hydro-electric handbook, New York—London, 1927, p. 898.
11. Михайлов М. М. и Шрамков Е. Г., СЭТ, т. 1, отдел 4, Электротехнические материалы, Кубуч, 1935.
12. Oesterlen A., Fortschritte im Bau von Wasserturbinen, Ztschr., 1928, VDI.
13. Дюваль Ш. Л. и Рутэн Ж. Л., Гидроэлектрические станции, ГТИ, 1930 (перевод с французского).
14. Park K. H. and Skeats W. E., Circuit-breaker voltages magnitudes and rates of rise, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, 1931, v. 50, № 1, 204.
15. Biermanns, J. Hochleistungschalter ohne Oel, ETZ, 1931, p. 1073.
16. Голвинский В. А., Иванов В. И., Аглицкий Г. А., Электрические машины (общая часть), Справочная книга для электротехников, Кубуч, 1934, т. V, отдел 33.
17. Голвинский В. А. (ред.), Синхронные машины — в книге «Справочная книга для электротехников (СЭТ)», т. 5, 1934, стр. 132—392, Кубуч, Ленинград.
18. Голвинский В. А., Аглицкий Г. А., Гохберг С. М., Машины постоянного тока и синхронные. Справочная книга для электротехников. Кубуч, 1934, т. V, отдел 34.

19. Wieseman R. W. Insulation resistance of armature winding, AIEE Transactions, 1934, p. 1010—12.
20. Еремеев А. С. и Соломин Н. А., Гидрогенераторы ленинградского электромеханического завода «Электросила» им. С. М. Кирова, Технический справочник, ОНТИ, 1935, стр. 54.
21. Канонькин Б. Н., К вопросу об ионизации в машинах, ЖТФ, т. 5, вып. 4, 1935, стр. 664.
22. Алексеев А. Е., Конструкция электрических машин, Кубуч, 1936, стр. 156.
23. Иванов Б. В., Электрическое оборудование гидроэлектрических станций, ОНТИ, 1936.
24. Егiazаров И. В., Гидроэлектрические силовые установки, ч. I — Основы использования водной энергии, ГОНТИ, 1934.
25. Егiazаров И. В., Гидроэлектрические силовые установки, ч. 3 — Основы энергетического и гидравлического расчета и проектирование гидроэлектрических сооружений, ГОНТИ, 1937.
26. Егiazаров И. В. (ред.), Гидроэлектрические установки — речные, ГОНТИ, 1938.
27. Егiazаров И. В. (ред.), Гидроэлектрические установки — деривационные, ГОНТИ, 1938.
28. Толвинский В. А., Иванов В. И., Обоснование требований, предъявляемых в технических условиях на поставку синхронных гидрогенераторов, «Сборник Гидроэнергопроекта», № 5, электротехнический выпуск, 1938.
29. Кобеко П. П., Кувшинский Е. В. и Шишкин Н. И., Изучение аморфного состояния. Электропроводность веществ в аморфном и кристаллическом состоянии, ЖЭТФ, т. 10, вып. 9—10, 1940, стр. 1071.
30. Шапов Н. М., Турбинное оборудование гидростанций, Госэнергоиздат, 1941.
31. Бергер А. Я., Турбогенераторы переменного тока, ч. III, Госэнергоиздат, 1941, стр. 372.
32. Plumb H. H., Field testing of generator insulation, El. Eng., 1942, № 7.
33. Adams J. A., Sceats W. F., Van Sickle R. C. and Sillers T. J. A., Practical calculation of circuits transient recovery voltages, El. Eng., 1942, № 11.
34. Askey J. S. and Johnson J. S., Insulation and dielectric absorption characteristics of large a. c. stator windings, El. Eng. Transaction, 1945, v. 64, № 6, p. 347.
35. Петров Г. Н., Геометрия электрических машин переменного тока, «Электричество», 1944, № 3.
36. Нестерук Н. Я., Гидроэнергетические ресурсы мира и основные показатели оборудования главнейших зарубежных гидроэлектростанций, Госэнергоиздат, 1946.
37. De Bellis A. M., Report on recommended practice for insulation resistance testing of a. c. rotating machinery, AIEE, Dec. 1946, v. 43.
38. Калитвянский В. И., Изоляция в электрических машинах, Справочник по электрической изоляции, раздел XX, стр. 480, Госэнергоиздат, 1948.
39. Тареев Б. М., Справочник по электрической изоляции, раздел I, стр. 11, Госэнергоиздат, 1948.
40. Калантаров А. В., Профилактические испытания изоляции крупных электрических машин и трансформаторов, Энергетический сборник Л. О. ВНИТОЭ, вып. VII—VIII, стр. 47—74, Госэнергоиздат, 1948.
41. Нейман Л. Р. и Калантаров П. Л., Теоретические основы электротехники, ч. III, Теория электромагнитного поля, Госэнергоиздат, 1948, стр. 344.
42. Калитвянский В. И., Изоляция электрических машин, Госэнергоиздат, 1949, стр. 343.
43. Одинг И. А., Основы прочности металлов паровых котлов, турбин и турбогенераторов, Госэнергоиздат, 1949, стр. 560.
44. Keyl L., Häckert H., Wasserkraftmaschinen und Wasserkraftanlagen, Koehler, Stuttgart, 1949.
45. Борисоглебский П. В., Физические основы и методы профилактики промышленной изоляции, Госэнергоиздат, 1949, стр. 192.
46. Морозов А. А. (ред.), Турбинное оборудование гидроэлектростанций, Госэнергоиздат, 1949.
47. Тардов Б. Н., Исследование сопротивления изоляции класса В. Диссертация, МЭИ, 1949.
48. Тардов Б. Н., Исследование сопротивления изоляции гидрогенераторов — в сборнике «1-я Научно-техническая конференция ВЗЭИ», 1950.
49. Постников И. М., Проектирование электрических машин, Гостехиздат, 1952, стр. 736.
50. Иванов Н. П. и Петров Г. Н., Гидрогенераторы, «Электричество», 1952, № 10.
51. Костенко М. П., Проблемы создания мощных гидрогенераторов для великих строек коммунизма и научно-исследовательские задачи, Известия Академии наук СССР, отделение технических наук, № 9, 1952.
52. Monteith A. C., Johnson A. A., Past progress and present trend in the art of power generation, AIEE Transactions, October 1952, Part III.
53. Иванов-Смоленский А. В., Синхронные машины, в книге «Электротехнический справочник», Госэнергоиздат, 1952.
54. Тардов Б. Н., Сушка гидрогенераторов потерями в активной стали, Труды ВЗЭИ, сборник № 3, 1954.
55. Иванов-Смоленский А. В., Синхронные машины, в книге «Электротехнический справочник», т. I, Госэнергоиздат, 1955.
56. Костин К. Ф., Вертикальные гидрогенераторы для сельских ГЭС, Госэнергоиздат, 1955.
57. Алексеев А. Е., Еремеев А. С. и Лютер Р. А., Задачи отечественного гидрогенераторостроения, «Электричество», 1955, № 7.
58. Комар Е. Г., Вопросы проектирования турбогенераторов, Госэнергоиздат, 1955, 352 стр.
59. Nag P. C., Madhavan K., Data for preliminary estimates, Water Power, London, June 1955.

60. Tiettel J., ETZ-A, 1955, т. 76, № 17, стр. 607.
61. ETZ-A, 1955, v. 76.
62. Fleischer W., Grenzleistungsfragen bei der zukünftigen Entwicklung der Elektrizitätsversorgung, ETZ-A, 1955, № 20, p. 722.
63. Wiedemann E., Grenzleistungs-Turbogeneratoren, ETZ-A, 1955, № 20.
64. Statistical year-book of the World Power Conference, London, 1956, № 8.
65. Кулаковский В. Б., Сушка электрических машин, «Электричество», 1956, № 9.
66. Zonabetti Dino, Rossegua critica caretteristiche dei gruppi generatori idroelectrici, L'Energia Elettrica, 1957, № 5, v. XXXIV, p. 431—449.
67. Кузнецов Б. И., О влиянии толщины изоляции на степень использования электрических машин. В литографированном сборнике докладов на конференции МосгорСНХ и МОНИТОЭ, 1957, издание ЦБТИ ЭП.
68. Щеголев Г. С. и Гаркави Ю. А., Гидротурбины и их регулирование, Машгиз, 1957.
69. Лойбль Т., Теория синхронной машины при переходных процессах, Госэнергоиздат, 1957 (перевод с немецкого).
70. Бережной А. А., Силовые здания гидроэлектрических станций и их оборудование, Госэнергоиздат, 1957.
71. Хейфиц М. Э. (ред.), Новое в проектировании электрической части гидроэлектростанций (материалы совещания по проектированию и эксплуатации), Госэнергоиздат, 1957.
72. Тардов Б. Н., Зависимость махового момента и удельной энергии вращения гидрогенератора от его номинальных величин, «Вестник машиностроения», 1958, № 3.
73. Гольшман Г. С. и Еремеев А. С., Генераторы гидроэлектростанций, в книге «Турбинное оборудование гидроэлектростанций», Госэнергоиздат, 1958.
74. Келарева Н. Н., Ключков А. П. и Щербинская Н. Н., Данные по турбинному оборудованию, в книге «Турбинное оборудование гидроэлектростанций», Госэнергоиздат, 1958.
75. Смирнов И. Н., Разгонное число оборотов, в главе «Системы и параметры турбин» книги «Турбинное оборудование гидроэлектростанций», Госэнергоиздат, 1958, стр. 22—27.
76. Келарева Н. Н., Упрощенный выбор основных параметров турбин, определение веса и стоимости агрегата, в главе «Выбор основных параметров турбин и построение их характеристик» книги «Турбинное оборудование гидроэлектростанций», Госэнергоиздат, 1958, стр. 122—126.
77. Эристов В. С., Снижение стоимости строительства гидроэлектростанций, Госэнергоиздат, 1958, 64 стр.
78. Золотарев Т. Л., Основные проблемы зарубежной гидроэнергетики, ВИНТИ, 1958.
79. Лившиц-Гарик М., Обмотки машин переменного тока (перевод с английского), Госэнергоиздат, 1958, 766 стр.
80. Müller F., Wiedemann E., Potential possibilities in the construction and the use of large turbo-alternators of the single-shaft type, CIGRE, 1958, № 106.
- «Электронизоляционные материалы», т. 1, ч. 2, Госэнергоиздат, 1959.
82. Zonabetti Dino, Characteristics of Francis turbines, Water Power, 1959, v. 11, № 3.
83. Михайлов В. В., К вопросу о возможности отказа от расчета гидроагрегатов на угонную скорость вращения, в книге «Вопросы эксплуатации гидроэлектростанций», ред. Чупраков Н. М., Госэнергоиздат, 1959, стр. 243—255.
84. Кимбарк Э. Синхронные машины и устойчивость электрических систем (перевод с английского), Госэнергоиздат, 1960, 392 стр.
85. Masonyi Emil, Water Power Development, 1957, v. 1, 1960, v. 2, Budapest.
86. Постников И. М., Проектирование электрических машин, Госиздат технической литературы УССР, Киев, 1960, 910 стр.
87. Ошанский Х., Генераторы для установок с прямоточными гидравлическими турбинами, в книге «Электрические машины специального назначения» (стр. 31—59) (доклады конференции в 1957 г. в г. Дуркхейме), Госэнергоиздат, 1960, 248 стр.
88. Претро Г. А., Специальные типы гидроэлектростанций, Госэнергоиздат, 1960, 72 стр.
89. Зунделевич М. И., Технология производства крупных гидрогенераторов, Госэнергоиздат, 1961, 284 стр.
90. Кулаковский В. Б., Профилактические испытания изоляции крупных электрических машин, Госэнергоиздат, 1961, 136 стр.
91. Water Power, 1949—1961, v. 1—13.
92. Jorach A. P. (edit.), Electricité de France, 1959.
93. Ginocchio R., Collection du Laboratoire National d'Hydraulique. Aménagements Hydroélectriques, Paris, 1959.
94. Тардов Б. Н., Зависимость электрических параметров слюды от ее толщины, «Радиоэлектронная промышленность», 1959, № 12.
95. Тардов Б. Н., Учет влияния толщины слюды на ее удельное объемное электрическое сопротивление, «Радиотехника», 1959, № 8.
96. Alsthom (фирма), Alternateurs pour Centrales Hydro-électriques, SP. 6D № 24738, 24745, Mai, 1955, Paris.
97. Жимерни Д. Г., Развитие энергетики СССР, Госэнергоиздат, 1960, 328 стр.
98. Костин К. Ф., Развитие гидрогенераторостроения на заводе «Уралэлектроаппарат», «Электричество», 1959, № 7.
99. Александров Б. К., статья в Сборнике материалов совещания по строительству гидроэлектростанций, Оргэнергострой, М., 1959.
100. Губин Ф. Ф., Совершенствование силового оборудования гидроэлектростанций, Сборник материалов совещания по строительству гидроэлектростанций, Оргэнергострой, М., 1959.
101. Непорожний П. С., Электрификация и энергетическое строительство, Госэнергоиздат, 1961.
102. Щапов Н. М., Турбинное оборудование гидроэлектростанций, Госэнергоиздат, 1961.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
1. Коэффициент относительной быстроходности гидротурбины и скорость вращения гидрогенератора	7
2. О механическом расчете гидрогенератора	35
3. Максимальный внутренний диаметр статора гидрогенератора и максимальная номинальная мощность	45
4. Связь между N и S , номинальный к. п. д. гидрогенератора	47
5. Маховой момент и удельная энергия вращения гидрогенератора	48
6. Относительная машинная постоянная гидрогенератора	61
7. Электромагнитный момент вращения гидрогенератора	112
8. К вопросу об определении внутреннего диаметра статора	112
9. Относительные номинальные величины и геометрические размеры гидрогенератора (законы подобия)	120
10. Тенденции развития гидрогенераторостроения	122
11. Проблема электрической изоляции обмотки статора	125
12. Зависимость емкости и сопротивления изоляции обмотки статора гидрогенератора от его геометрических размеров и номинальных величин	129
Общее заключение	158
Приложение. Общая геометрия паза статора	162
Условные обозначения	169
Литература	171

ОПЕЧАТКИ

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть
42	Подпись к рис. 3, 3 и 4 сверху	ободе	полюсах
43	Добавить в конце сноски		При выводе принято: ширина полюса с обмоткой=0,7 т, коэффициент заполнения обода $k_1 = 0,92$ [Л. 73], высота обода $l_{об} = 1,10 l$ (для $S > 10 Mva$), длина полюса $l_{п} = 1,077 l$.
45	2 снизу	0,32 м.	$h = 0,32 м.$
48	9 сверху	учитывалась	не учитывалась
82	11 сверху и 8 снизу	ободе	полюсах
96	Подпись к рис. 12, 2 снизу	ободе	полюсах
106	1 сверху	, коэффициент	$\beta = 1,0$ — коэффициент
133	1 снизу	0,840 l.	0,840 h.
142	формула (249)	$17,30 \frac{S \sqrt{n}}{T + nU^2}$	$17,30 \frac{S \sqrt{n}}{S + nU^2}$
148	7 снизу	(235)] 189,3	(255)] 89,3
155	.10 снизу	или	или для углического гидрогенератора
159	2 сверху	$\sqrt{0,143(t^{n_a} - 1)(120 - T)}$,	$\sqrt[0]{0,143(t^{n_a} - 1)(120 - T)}$,

Б. Н. Т а р д о в — Общая геометрия гидрогенераторов действующих гидроэлектрических станций.

ПРОБ ДИМЕОУЈА (РЕЦИВИКА) ГЕНЕРАТОРА

① Из ди. 4 ^{укупности} прекине статора (ли сполни прекине ротора) Деотор

② Сполни прекине генератора (бет фидијација)
 $D = 1,15 \cdot D_{\text{rotor}} + (0,7 \div 1) m$

③ ~~Виста~~ Сполни прекине статора са ~~вобу~~ прекине
 $D = 1,5 D_r + 4 m$ ↳
 words wofa weli

4 Ати Виста ахтимаг прота

$$L_x = \frac{M_1}{N_x} \cdot \frac{P_x}{P_n} \cdot L_n$$

P_1 [KWА] } probleci sa kabela
 M_1 [°/min] } generators
 L_n [m] } 13.1 meters
(vidi sf 460 wovov)