

Исследовательский комитет А1
«Вращающиеся электрические машины»

Виницкий Ю.Д., доктор техн. наук

ООО «Интер РАО – Инжиниринг», Москва

Кузьмичев В.А., канд. техн. наук

Филиал АО «Институт Гидропроект» – «НИИЭС», Москва

Исследовательский комитет (ИК) А1 «Вращающиеся электрические машины» СИГРЭ занимается вопросами проектирования, изготовления, эксплуатации, ремонта и технического диагностирования вращающихся электрических машин, включая электрические машины для объектов генерации электроэнергии (генераторы, электродвигатели механизмов собственных нужд) и электрических сетей (синхронные компенсаторы). Кроме того, в задачи ИК А1 входит изучение вопросов, связанных с разработкой новых и совершенствованием существующих систем изоляции электрических машин, а также вопросы применения в них сверхпроводниковых материалов.

Исследовательский комитет А1 включает в себя следующие группы, по соответствующим направлениям деятельности:

- Турбогенераторы.
- Гидрогенераторы.
- Новые технологии.
- Электрические двигатели.

На 48-й юбилейной сессии СИГРЭ представлены 26 докладов из 17 стран по трём предпочтительным темам (ПТ).

1. Структура генерирующих мощностей в будущем (2 доклада)

Основные вопросы:

– влияние и риски увеличения доли возобновляемых источников энергии и переменной нагрузки на существующие традиционные

генераторы и вспомогательное оборудование объектов генерации;

- совершенствование конструкции электрических машин и методов их технического обслуживания для выполнения новых и будущих требований электрических сетей;

- тенденции в сфере проектирования электрических машин для возобновляемых источников электрической энергии.

2. Управление эксплуатацией электрическими машинами (13 докладов)

Основные вопросы:

- опыт модернизации, замены, увеличения номинальной мощности и повышения энергоэффективности генераторов и электродвигателей устаревших типов;

- оптимальные методы мониторинга, технического диагностирования, прогнозирования технического состояния и технического обслуживания, направленные на повышение надёжности и продление срока службы вращающихся электрических машин;

- опыт проектирования и эксплуатации турбогенераторов, гидрогенераторов, электродвигателей, синхронных компенсаторов и генераторов для ветровых турбин: анализ отказов, роботизированный контроль, подходы к выполнению ремонтов, инновации, направленные на сокращение затрат времени и ресурсов на ремонт и техническое обслуживание, оценка влияния электромеханических крутильных колебаний

3. Новые разработки и опыт эксплуатации вращающихся электрических машин (11 докладов)

Основные вопросы:

- проектирование, технические условия, материалы, изготовление, обслуживание, эксплуатация и повышение КПД электрических машин;

- способы и оборудование для контроля технического состояния.

Обзор докладов, представленных по тематике ИК А1

Предпочтительная тема 1. Структура генерирующих мощностей в будущем

A1-101. *D. Vaughan* (Австралия)

Мешают ли синхронные машины развитию электрических сетей и освоению возобновляемых источников энергии?

A1-102. *H. Biellmann, M. Buquet, P. Chay, A. Schwery, V. Costan, J.L. Drommi, G. Prime* (Швейцария и Франция)

Преимущества применения синхронных компенсаторов в электрических сетях с высокой долей возобновляемых источников энергии.

Автор доклада **A1-101** полагает, что в обозримом будущем существенная часть электроэнергии будет вырабатываться на солнечных и ветровых электростанциях. Это потребует существенного изменения традиционных принципов построения и управления электрическими сетями. В частности, положения о необходимости поддержания частоты сети в узком диапазоне. Применение технологий, ориентированных на использование сильных сторон инверторов, применяемых на электрических станциях, использующих энергию солнца и ветра, создаёт предпосылки для снятия данного и других ограничений. Ориентированность специалистов, занимающихся проектированием электрических сетей на применение синхронных генераторов, установленных на традиционных электрических станциях, тормозит эволюцию электрических сетей.

В докладе **A1-102** отмечается, что в электрических сетях будущего значимую роль в обеспечении устойчивости их работы будут играть устройства компенсации реактивной мощности. При этом синхронные компенсаторы имеют существенные преимущества в стоимости, габаритах и сроке эксплуатации по сравнению со своими статическими конкурентами,

такими как управляемые системы накопления энергии. Это подтверждается сравнением характеристик синхронного компенсатора с маховиком, который в настоящее время монтируется на о. Сардиния в Италии, и управляемой системой накопления энергии, установленной в Австралии (табл. 1)

Таблица 1

Характеристик синхронного компенсатора с маховиком и управляемой системы энергии

Параметр	Синхронный компенсатор с маховиком	Управляемая система накопления энергии
Номинальная мощность, МВАр	250	30
Номинальное напряжение, кВ	400	33
Запасенная энергия, МВт·ч	0,49 (кинетическая)	8 (электрохимическая)
Цена, мил. евро	23,5 (включая контракт на 10 лет обслуживания ~3 мил. евро)	19 (включая контракт на 12 лет обслуживания)
Диапазон регулирования мощности в установившемся режиме, МВАр	-150/+250	-30/+30
Мощность короткого замыкания, МВА	1200	60
Регулирование частоты	нет	быстрое
Площадь, м ²	~4500	~3000
Потери, % от номинальной мощности	~1	~1

а)



б)



Рис. 1. Управляемая система накопления энергии мощностью 30 МВАр (а) и синхронный компенсатор с маховиком мощностью 250 МВАр (б)

В докладе подчёркивается возможность перевода в процессе замещения мощностей тепловых электростанций мощностями объектов генерации, использующих энергию солнца и ветра, их турбогенераторов в режим синхронного компенсатора; указывается, что гидроагрегаты ГЭС должны быть оборудованы автоматикой, обеспечивающей возможность их перевода в режим синхронного компенсатора.

Предпочтительная тема 2. Управление эксплуатацией электрических машин

A1-201. *H. Zhu, Y. Meng* (Китай, США)

Экспериментальное исследование искровой эрозии стержней статоров, вызванное их вибрацией.

A1-202. *F.L. Freitas, G.L. Mourao, M.H. Nishioka* (Бразилия)

Методы машинного обучения с наставником и без применительно к SCADA и данным о вибрации для диагностики и прогнозирования состояния трансмиссии двух ветровых турбин

A1-203. *P.R.M. de Vilhenal, F. de S. Brasil* (Бразилия)

Оценка частичных разрядов при испытаниях генераторов на нагрев и рабочий диапазон.

A1-204. *Marco A.S. Mauro, Cleber S. Pimenta, Raul A. Garcete M., J. Johnny Rocha E.* (Бразилия)

Эволюция технологий технического обслуживания повышает эксплуатационную готовность и КПД гидроэлектростанции Итайпу.

A1-205. *E. Eberg, G. Eberg, S. Hvidsten, E. Kantar, L. Lone* (Норвегия)

Характеристики частичных разрядов обмоток статора, извлечённых из отработавшего 50 лет гидрогенератора.

A1-212. *U. Ranninger, F. Öttl, M. Krüger* (Швейцария)

Возможности метода определения параметров ЧР при подаче напряжения очень низкой частоты для диагностики изоляции обмоток статоров мощных гидрогенераторов.

A1-206. *Ю.В. Шаров, А.В. Михайлов, А.Б. Сурков, Д.В. Жуков, М.Б. Ройтгарц, Ю.Г. Шакарян, П.В. Сокур, П.Ю. Тузов* (Россия)

Было бы хорошо, если бы написали еще инициал отчества к российским докладчикам (по возможности)

Особенности конструкции и режимов работы асинхронизированного турбогенератора типа ТЗФСУ-320.

A1-207. *К.У. Kim, J.Y. Lee* (Республика Корея)

Анализ проблем, возникающих вследствие резонанса. Расчет вибрации больших вертикальных насосов с электроприводом.

A1-208. *Chaiyanat Suphattana* (Таиланд)

Организация технического обслуживания электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций в целях оптимизации работ по техническому обслуживанию на основе оперативного контроля технического состояния.

A1-209. *Sanjay K. Prasad, Imran Ali, Chhaya R. Bhonslay* (Индия)

Измерение ЧР на вращающихся электрических машинах в целях контроля технического состояния.

A1-210. *Д.В. Кузнецов, Ф.А. Поляков, Г.К. Могилев, А.В. Строкоус, Ю.Д. Виницкий* (Россия) **(Проверьте, пожалуйста, правильность перевода фамилии)**

Оптимизация методов реконструкции крепления сердечника к корпусу турбогенератора для продления ресурса в условиях электростанции.

A1-211. *Kl. Zappellini, M. Fratila, J.P. Duceux* (Франция)

Анализ испытаний по определению витковых замыканий обмотки ротора гидрогенератора для обнаружения неисправностей демпферной обмотки и определения параметров, влияющих на результаты испытаний.

A1-213. *J. Johnny Rocha E., Marco A.S. Mauro, Edson C. Bortoni, Gilberto Gusmão* (Бразилия)

Проведение традиционных испытаний систем изоляции высокого напряжения на основе современных достижений электродинамики.

В докладе **A1-201** приведены результаты экспериментального исследования искровой эрозии стержней обмоток статоров при вибрациях, с использованием специально разработанного стенда. Установлено, что для возникновения такого явления необходимо два условия: вибрация стержней обмотки статора и наличие паразитного тока, протекающего по полупроводниковому слою изоляции стержня (рис. 2).

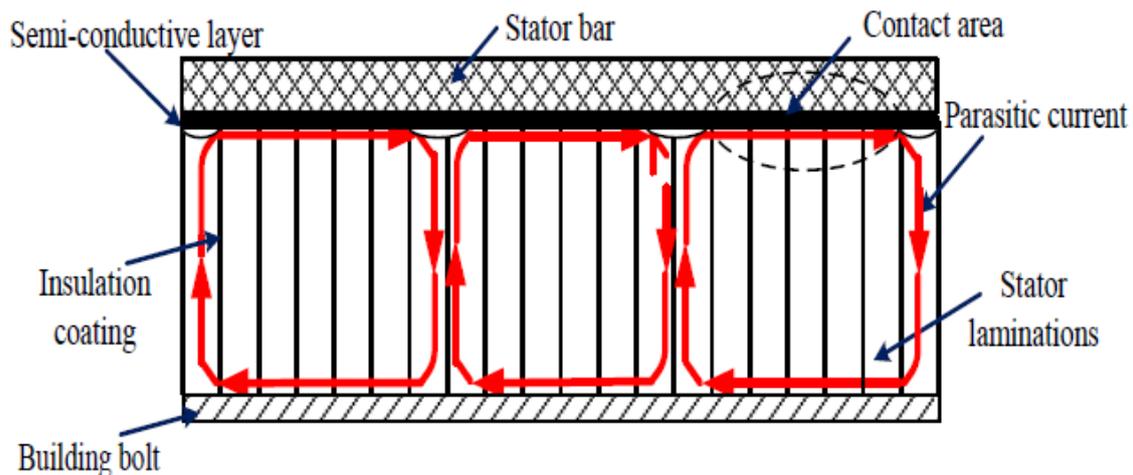


Figure 2. Individual contact regions and parasitic current loops in a stator

Рис. 2. Контуры протекания паразитного тока в сердечнике статора

Прошу перевести на русский язык англ термины для верстальщика

Semi-conductive layer – полупроводниковый слой

Stator bar – стержень обмотки статора

Contact area – область контакта

Insulation coating – изоляция (???)

Building bolt – строительное крепление

Parasitic current – паразитный ток

Stator laminations – пластины сердечника статора

При этом процесс искровой эрозии имеет три стадии:

- первая, характеризующаяся низкой интенсивности искрением;
- вторая, обладающая высокой интенсивности искрением и сопровождающаяся повреждением полупроводникового слоя изоляции стержня;
- третья стадия, отличающаяся очень низкой интенсивности искрением по причине того, что повреждённый на второй стадии полупроводящий слой имеет большое сопротивление и не пропускает паразитный ток.

Авторы доклада **A1-202** описывают применение методов машинного обучения применительно к вопросам диагностики и прогнозирования технического состояния ветровых турбин на основе анализа данных мониторинга. Объектами исследования были две ветровые турбины одинаковой конструкции, расположенные рядом друг с другом на территории ветропарка. Одна из турбин – недавно модернизирована, тогда как на другой, отработавшей довольно длительное время, ремонтов не проводилось. Рассмотрены типичные виды отказов трансмиссий ветровых турбин и средства для их обнаружения. Приведены описания используемых алгоритмов машинного обучения. Критерии, применяемые для прогнозирования состояния трансмиссий на основании результатов анализа данных о вибрации, основаны на нормативах, указанных в стандарте ISO 1081621. Применение разработанных алгоритмов показало, что ветровая турбина, дольше находившаяся в эксплуатации, требует проведение ремонта, тогда как другая ветровая турбина потребует осмотра и технического обслуживания только через несколько месяцев.

В докладе **A1-203** представлены результаты исследования влияния вибрации, температуры и нагрузки на интенсивность частичных разрядов (ЧР) при проведении пусконаладочных работ нового генератора мощностью 611 МВт. Установлено, что в ходе испытаний по подтверждению рабочего диапазона генератора максимальная вибрация и амплитуда ЧР наблюдались

при нагрузках от 10 до 40 % номинальной мощности. При проведении испытаний на нагревание температуры активных частей генератора при номинальной нагрузке стабилизировались через 4,5 часа. Всё это время амплитуды ЧР находились в диапазоне 200–300 мВ.

В докладе **A1-204** описаны основные направления деятельности менеджмента и технических служб ГЭС Итайпу-Бинасьональ установленной мощностью 14 000 МВт, которые позволили в период с 2017 по 2019 г. достичь показателя готовности блоков станции на уровне не ниже 96 %, энергоэффективности – не ниже 98,09 %.

Этими направлениями были:

- постоянный контроль за работой оборудования и сооружений;
- рационализация деятельности по эксплуатации и техническому обслуживанию оборудования;
- унификация процедур для всех повторяющихся действий, которые сопряжены со сложностью, рисками и высокими затратами;
- мониторинг и оптимизация производственных затрат;
- обучение персонала.

Цель исследования, представленного в докладе **A1-205**, – сравнение результатов определения параметров ЧР в обмотке статора гидрогенератора мощностью 95 МВА напряжением 13 кВ, выпущенного в 1965 г., при подаче напряжения очень низкой частоты (0,1 Гц) и напряжения промышленной частоты. Установлено следующее: фазы регистрации ЧР при подаче напряжения очень низкой частоты и напряжения частотой 50 Гц схожи между собой; напряжение возникновения ЧР не зависит от частоты и является одинаковым как для отдельных стержней статора, так и для обмотки в целом; максимальная амплитуда ЧР и частота их повторения увеличиваются с частотой приложенного напряжения. Результаты показывают, что испытания по определению параметров ЧР при подаче напряжения очень низкой частоты перспективны для оценки технического состояния обмоток статоров гидрогенераторов.

В докладе **A1-212** проведено сравнение результатов определения ЧР в изоляции обмоток статоров гидрогенераторов большой мощности при подаче напряжения промышленной частоты, напряжения очень низкой частоты (0,1 Гц), а также частоты 1 и 10 Гц.

Результаты работы свидетельствуют, что по мере снижения частоты приложенного напряжения уменьшается вероятность возникновения и обнаружения ЧР. На основании результатов авторы пришли к выводу, что, несмотря на преимущество в стоимости и размерах источников питания очень низкой частоты, диагностические испытания обмоток статора всё же предпочтительнее проводить при промышленной частоте испытательного напряжения.

В докладе **A1-206** описаны особенности конструкции и возможные режимы работы асинхронизированного турбогенератора типа ТЗФСУ-320, установленного на блоке № 3 Каширской ГРЭС. Технические характеристики турбогенератора приведены в табл. 2. Диаграммы мощности генератора при различных диапазонах напряжения сети, к которой подключён генератор, представлены на рис. 3.

Таблица 2

Технические характеристики асинхронизированного турбогенератора типа ТЗФСУ-320.

Мощность полная, кВ·А	376470
Мощность активная, кВт	320000
Напряжение, В	20000
Ток статора, А	10868
Ток возбуждения, А:	
- основной обмотки генератора	3000
- управляющей обмотки генератора	2250
Напряжение возбуждения, В:	
- основной обмотки генератора	300
- управляющей обмотки генератора	30
Коэффициент мощности	0.85
Коэффициент полезного действия, %	98,6
Статическая перегружаемость, о.е.	1,8
Отношение короткого замыкания, о.е.	0,5
Число фаз обмотки ротора	2 со сдвигом на 90°
Число контактных колец ротора	4
Частота вращения, об/мин	3000

Система возбуждения турбогенератора	статическая тиристорная реверсивная	
Кратность форсировки, о.е.:	по току	по напряжению
- основной обмотки	2	2,5
- управляющей обмотки	2,85	3,5

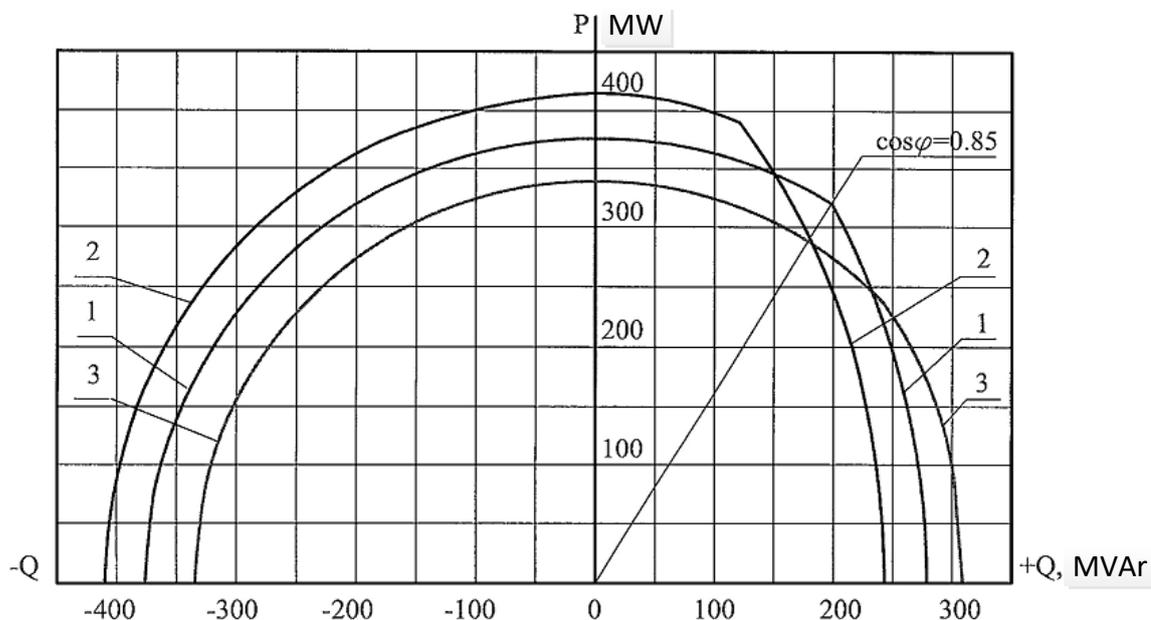


Рис. 3. Диаграммы мощности асинхронизированного турбогенератора типа ТЗФСУ-320 в различных режимах работы:

$$1 - U = (0,95 \div 1,05)U_H; 2 - U = (1,05 \div 1,10)U_H; 3 - U = (0,9 \div 0,95)U_H$$

Турбогенератор может работать в следующих режимах:

- *асинхронизированный режим*: нормальный режим работы с подачей напряжения на обе обмотки ротора и асинхронизированным принципом управления их возбуждением;

- *синхронный режим*: резервный режим с подачей напряжения на обе обмотки ротора и синхронным принципом управления их возбуждением;

- *синхронный режим с подачей напряжения только на обмотку ротора по продольной оси d* и синхронным принципом управления возбуждением (резервный режим);

- *асинхронный режим*: резервный режим работы, при котором обмотка возбуждения q замкнута накоротко, а обмотка возбуждения d на

дополнительное сопротивление (**асинхронный и асинхронизированный – это разные режимы?**) **Да это разные режимы**

Подчёркивается, что применение асинхронизированных турбогенераторов оказывает положительное влияние на устойчивость работы электрической сети. Это особенно актуально для электрических сетей с большим числом объектов распределённой генерации на основе возобновляемых источников энергии, использующих энергию ветра и солнца.

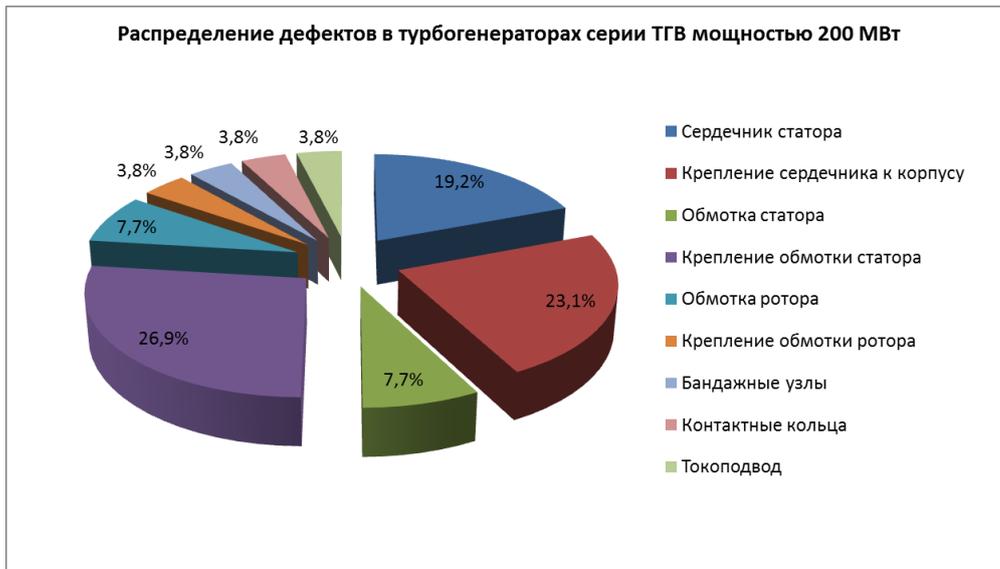
В докладе **A1-207** представлены результаты исследования механизма возникновения вибрации вертикальных насосных агрегатов. Рассмотрен случай возникновения повышенной вибрации по причине совпадения первой резонансной частоты системы с собственной частотой крутильных колебаний. Данный случай изучен на экспериментальной установке и с использованием математической модели. Расчёты моделирования показали результаты близкие к данным эксперимента. Для предотвращения повышенной вибрации по рассматриваемой в докладе причине авторы предложили внести в конструкцию агрегата изменения – установку дополнительных ребер жёсткости.

В докладе **A1-208** рассмотрен пример оптимизации объёма работ по техническому обслуживанию электродвигателя мощностью 245 кВт насосного агрегата за счёт мониторинга его электрических, тепловых и вибрационных параметров. Электродвигатель имел повышенную вибрацию, его остальные параметры находились в допустимых пределах. Показано, что при выявлении по результатам мониторинга двигателя дефектов своевременное их устранение снижает затраты человеческих и финансовых ресурсов на ремонт и техническое обслуживание.

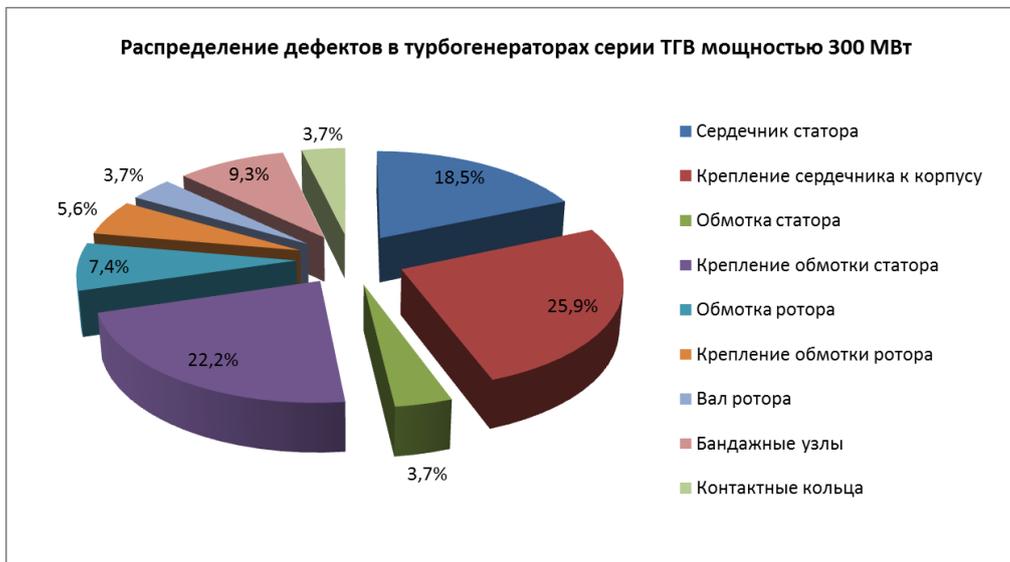
В докладе **A1-209** приведён анализ применения в крупнейшей энергетической компании Индии – Tata Power Company limited – метода диагностирования изоляции обмоток статоров турбо- и гидрогенераторов по определению параметров ЧР. Данный метод применяется в компании с 2000

г. Диагностирование осуществляется стационарными системами мониторинга. Рассмотрены реальные случаи повреждения генераторов, проведено сопоставления данных измерения ЧР, тангенса угла диэлектрических потерь изоляции и ёмкости обмотки. Показано, что в большинстве случаев имеется корреляции данных параметров при возникновении дефекта. Вместе с тем отмечается, что для двух случаев повреждения генераторов мощностью 150 МВт такой корреляции не было. Авторы делают вывод о том, что несмотря на перспективность и активное развитие данного метода технического диагностирования, до сих пор возникают проблемы интерпретации полученных результатов и предлагают для решения данной проблемы проводить анализ результатов измерения ЧР с учётом результатов замеров тангенса угла диэлектрических потерь изоляции и других измерений.

В докладе **A1-210** описан опыт эксплуатации генераторов серии ТГВ производства «Электротяжмаш». Показано, что одна из основных причин повреждения этих генераторов – вибрация сердечников (рис. 4–5), причиной которой является недостаточная жёсткость конструкции. На основе созданной авторами доклада математической модели статора была проведена серия расчётов. Согласно полученным результатам выданы практические рекомендации по снижению вибрации, состоящие в установке дополнительных радиальных и тангенциальных рёбер жёсткости. Эти рекомендации были реализованы в период с 2015 г. по настоящее время на нескольких турбогенераторах. Вибрация сердечников статора генераторов снизилась в 1,3 раза.



а)



б)

Рис. 4. Дефекты турбогенераторов серий ТГВ -200 (а) и ТГВ-300 (б)



Рис. 5. Примеры повреждения элементов крепления сердечника к корпусу турбогенераторов серии ТГВ-300

В докладе **A1-211** на основе анализа результатов испытаний по определению витковых замыканий в обмотке ротора гидрогенераторов компании EDF сделано предположение, что при проведении этих испытаний можно проверять техническое состояние демпферной обмотки. С помощью разработанной математической модели и проведённых расчётов показана правильность данного предположения. Указано, что для выявления обрывов стержней демпферной обмотки при испытаниях есть ограничения в части условий их проведения. В частности, испытания должны проводиться при роторе, находящемся внутри статора.

Авторы доклада **A1-213** предлагают на основе современного развития электротехнического материаловедения и электродинамики альтернативный по сравнению к общепринятым подход к описанию процессов, происходящих в изоляции мощных гидрогенераторов при её приёмочных испытаниях и испытаниях в процессе эксплуатации. Авторы полагают, что разработанная ими теория поможет сократить время на такие испытания.

Предпочтительная тема 3. Новые разработки и опыт эксплуатации вращающихся электрических машин

A1-301. *B. Diebel, A. Walter-Krause, M. Adam, T. Hildinger, R. Jester-Zuerker* (Германия, Бразилия)

Современные методики теплового расчёта высокоскоростных гидрогенератор-двигателей с воздушным охлаждением.

A1-302. *S. Tvorić, M. Petrinć, A. Elez, M. Brčić* (Хорватия)

Метод обнаружения статического эксцентриситета вращающихся электрических машин на основе анализа магнитного поля в воздушном зазоре с помощью измерительных катушек.

A1-303. *F. Evestedt, J.J.Pérez-Loya, C.J.D. Abrahamsson, U. Lundin* (Швеция)

Система магнитной балансировки для синхронных машин.
Демонстрация полного подавления магнитного небаланса.

A1-304. *L. Buono, G. Gemelli, F. Palone, F.M. Pepe, A. Valant, A. Oldrati, M. Raciti, M. Schenone, G. Roveta, A. Stiger, L. Callegari, L. Negri, M. Rebolini* (Италия, Швеция)

Технические проблемы и решения для новых стандартизированных синхронных компенсаторов с маховиком на валу энергетической компании Терна.

A1-305. *S. Mirchevski, D. Vidanovski, M. Digalovski, G. Rafajlovski* (Македония)

Как выбрать электропривод согласно IEC 60034-1?

A1-306. *T. Hildinger, M. Jacob, F. Pereira, J.F. Cordeiro, T.E. Lamas, C.G. Santos, T.K. Aoki, E.J. Faria* (Бразилия)

Обсуждение стандарта IEEE 1310-2012. Оценка влияния числа циклов пуск/останов на срок службы обмоток статоров гидрогенераторов.

A1-308. *S. Muramatsu, K. Takahashi, D. Ito, C. Fan, H. Murayama* (Япония)

Надёжная конструкции крепления лобовых частей обмоток статора мощных турбогенераторов.

A1-309. *L. Rouco, F. Perán* (Испания)

Влияние сверхпереходного индуктивного сопротивления обмотки статора по оси q на качания ротора гидрогенератора.

A1-310. *Y. Jin, J. Zhang, F. He, J. He* (Китай)

Разработка и применение новых быстродействующих мощных синхронных компенсаторов в электрической сети ультравысокого напряжения.

A1-311. *J. Zhang, K. Wu, L. Wu, C. Mao, H. Xiong, B. Lou* (Китай)

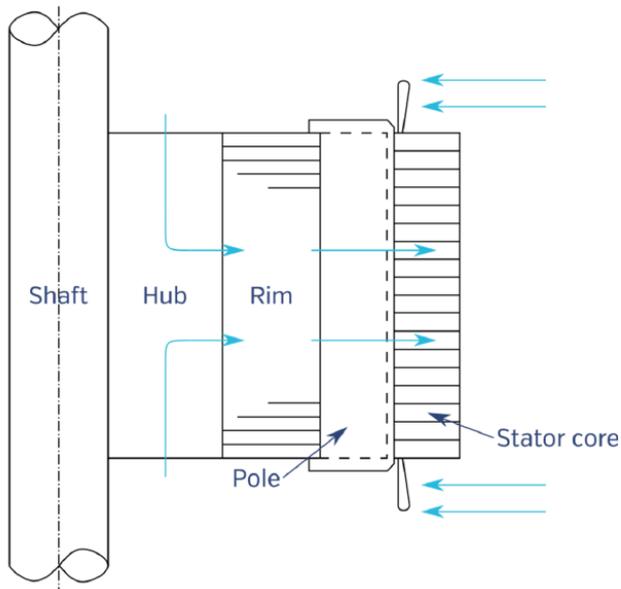
Проектирование, внедрение и применение новой гибкой системы возбуждения для синхронных генераторов большой мощности.

A1-312. *H. Guhta, H. Senghani, D.K. Chaturvedi* (Индия)

Отказы мощных турбогенераторов после длительного хранения на местах. Примеры из практики электроэнергетической компании Индии.

В докладе **A1-301** представлены результаты теплового расчёта гидрогенератора-двигателя мощностью 330 МВА, имеющего синхронную частоту вращения 500 об/мин и радиальную систему вентиляции (рис. 6, а), и гидрогенератора-двигателя мощностью 300 МВА с синхронной частотой вращения 600 об/мин, имеющего аксиально-радиальную систему вентиляции (рис. 6, б). Расчёт проведён на основе 3D-моделирования.

а)



б)

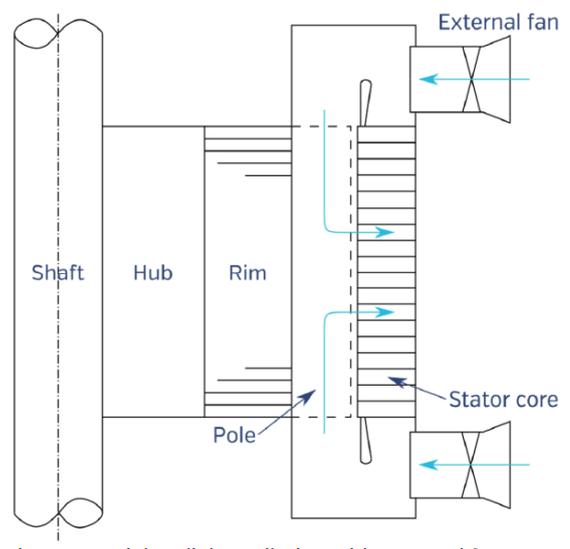


Рис. 6. Радиальная (а) и аксиально-радиальная с внешним вентилятором (б) системы вентиляции гидрогенератор-двигателей

Надписи перевести. Рисунок сделаем сами

Shaft - вал

Hub – спица ротора

Rim - обод

Pole - полюс

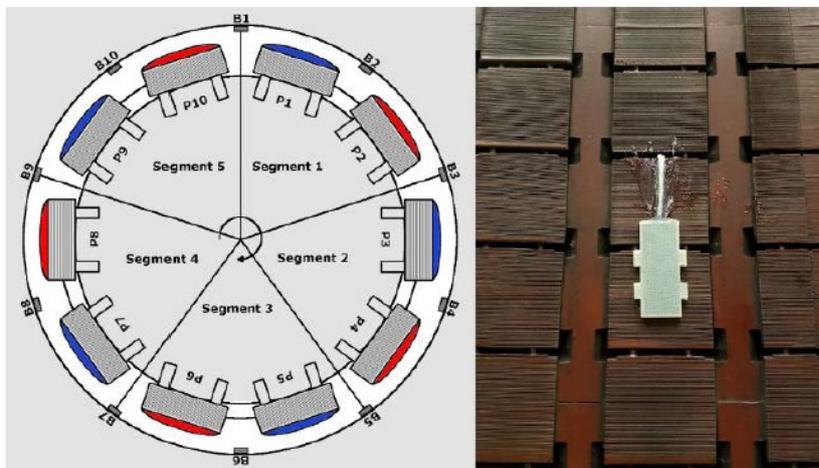
Stator core – сердечник статора

External fan - внешний вентилятор

Сравнение полученных расчётным путём результатов с высокой степенью точности коррелируется с результатами экспериментального определения тепловых характеристик гидрогенераторов-двигателей. Авторы утверждают, что погрешность не превышает 3,5 %.

В докладе **A1-302** описана методика обнаружения статического эксцентриситета ротора во вращающихся электрических машинах, основанная на анализе магнитного поля в воздушном зазоре. Для её реализации требуется предварительное определение действующих значений и форм ЭДС, наводящихся в измерительных катушках, закреплённых на сердечнике статора для разных значений эксцентриситета. Расчёт предлагается проводить в программах с использованием конечно-элементного анализа. По этим данным можно определить реальное значение эксцентриситета ротора на ранних стадиях возникновения этого нарушения (начиная со значения 10 %) без применения программ гармонического анализа кривых ЭДС измерительных обмоток. Представленная методика прошла апробацию на нескольких асинхронных двигателях, доказала свою работоспособность и была запатентована авторами.

В докладе **A1-303** изложены принцип работы и эксплуатационные характеристики системы магнитной балансировки для синхронного гидрогенератора мощностью 11 МВА, установленного на ГЭС U9, расположенной в районе деревни Potjus на севере Швеции.



а)

б)

Рис. 7. Разделение полюсов ротора на группы (а) и пример установки датчика магнитного потока на внутренней поверхности сердечника статора (б)



Рис. 8. Щёточно-контактный узел гидрогенератора с системой подавления магнитного небаланса

Подавления магнитного небаланса ротора обеспечивается системой во всех режимах работы гидрогенератора. Это достигается путём отдельного питания отдельных групп полюсов ротора. Уровень подаваемого напряжения автоматически определяется системой возбуждения на основе анализа данных, получаемых от датчиков магнитного потока, закреплённых на внутренней поверхности сердечника статора. Применение такой системы подавления магнитного небаланса требует модернизации системы возбуждения и самого гидрогенератора [установка датчиков магнитного потока, установка дополнительных контактных колец на щёточно-контактном аппарате (рис. 7–8)]. Вместе с тем авторы считают, что применение таких систем позволяют существенно упростить задачу устранения магнитного небаланса синхронных гидрогенераторов по сравнению с традиционным методом горячей перекалиновки полюсов.

В докладе **A1-304** представлены результаты работы компании Терна – оператора итальянской электрической сети, в части выработки единых

технических требований к устанавливаемым на её подстанциях синхронным компенсаторам с механическими маховиками.

Основные требования следующие:

- синхронная частота вращения 3000 об/мин;
- замкнутая система охлаждения;
- наружная установка;
- диапазон регулирования реактивной мощности + 250/-125 МВАр при номинальном напряжении 19 кВ;
- длительная перегрузка до 290 МВАр при минимальной температуре окружающей среды;
- кратковременная перегрузка до 375 МВАр в течение 30 с и 500 МВАр в течение 10 с.

В докладе описано интересное решение по конструкции маховика, который размещен в вакуумной камере на двух внешних опорах с подшипниками. При этом достигается компактность устройства. Приняты меры по снижению потерь на трение и обеспечению эффективного охлаждения устройства, показанного на рис. 9.

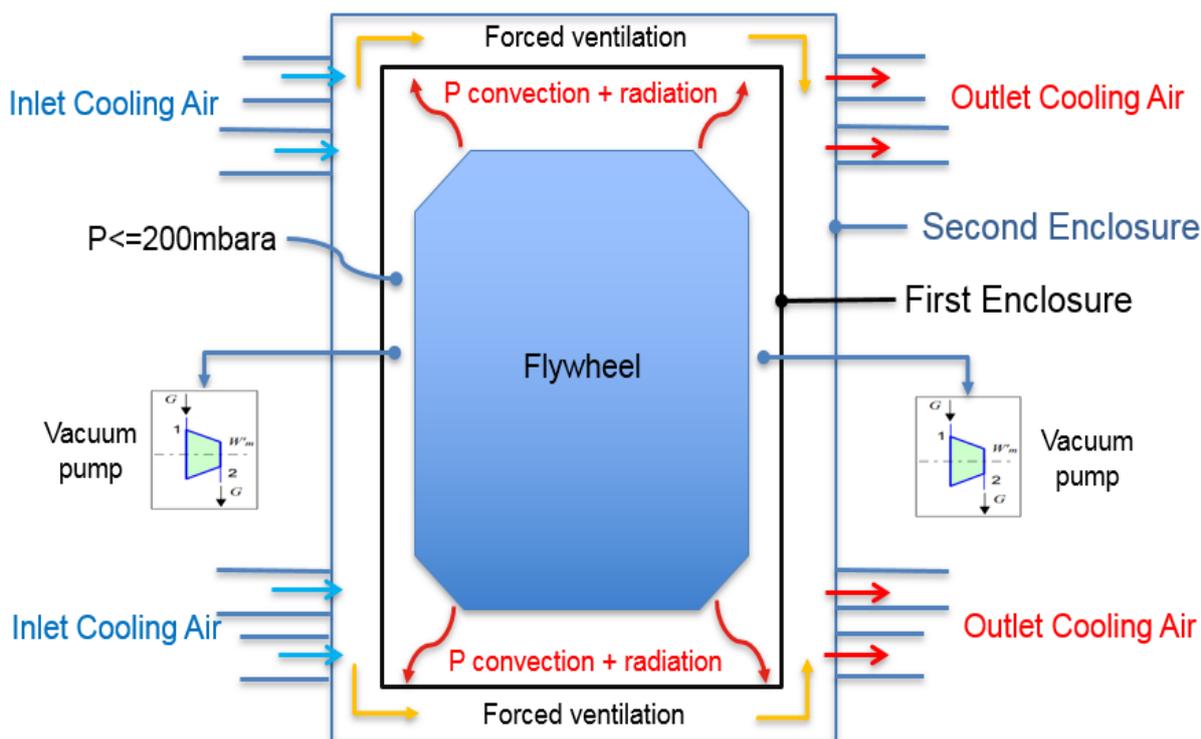


Рис. 9. Конструкция маховика, сочленённого с валом синхронного компенсатора

Перевод на русский язык – проверьте, пожалуйста, и дополните

Forced ventilation – принудительная вентиляция

Vacuum pump – вакуумный насос

Inlet Cooling Air – входящий охлаждающий воздух

Convection + radiation – конвекция и излучение

Outlet Cooling Air – выходящий охлаждающий воздух

First Enclosure – первый корпус

Second Enclosure – второй корпус

В настоящее время в электрической сети Италии реализуется 10 проектов по установке таких синхронных компенсаторов. Планируется установить 18 компенсаторов.

В докладе **A1-305** приведён анализ режимов работы электрических двигателей в соответствии со стандартом IEC 60034-1 «Машины электрические вращающиеся. Часть 1. Номинальные значения параметров и эксплуатационные характеристики». Подчеркивается, что только режимы работы S8, S9 и S10 относятся к двигателям, применяемым в частотно-регулируемых приводах (ЧРП). В связи с растущей популярностью использования ЧРП необходимо провести ревизию используемых в IEC 60034-1 режимов работы. В частности, авторы предлагают две идеи: увеличить число режимов работы или включить ЧРП в другие уже существующие режимы работы электрических двигателей.

В докладе **A1-306** рассмотрен вопрос проведения термоциклических испытаний изоляции обмоток статоров гидрогенераторов по стандартам IEEE 1310 и IEC 60034-18-34. Представлено комплексное исследование, основанное на лабораторных испытаниях, разрушающих изоляцию обмотки статора гидрогенератора, находящегося в эксплуатации, и анализе отраслевых обзоров для критического изучения некоторых аспектов стандарта IEEE 1310. В частности, рассмотрены вопросы о влиянии числа

циклов пуска/останова на срок службы обмотки статора, и, если это предположение верно, являются ли ускоренные испытания на старение, такие как термоциклирование, точным отображением этого типа старения изоляции. По результатам исследования авторы делают вывод, что число циклов пуск/останов не влияет на срок службы обмотки статора, и что термоциклические испытания могут в некоторых случаях неадекватно отображать процесс старения изоляции.

В докладе **A1-308** описывается новая более надёжная по сравнению с традиционными конструкция крепления лобовых частей обмотки статора гидрогенераторов мощностью 1000 МВт. На основе 3D-анализа электромагнитных сил, действующих на лобовые части, авторы приходят к выводу, что существующим конструкциям не хватает жёсткости. Данная проблема решается за счёт оптимизации структуры лобовых частей. Предложенная конструкция реализована на практике. Проведённые эксперименты доказали её эффективность.

В докладе **A1-309** приведены результаты исследования влияния сверхпереходного индуктивного сопротивления обмотки статора по оси q на демпфирование качаний ротора гидрогенератора при изменении нагрузки. Путём математического моделирования показано, что такое влияние существует. Это создаёт определённые проблемы при модернизации старых генераторов, так как обеспечение равенства индуктивных сопротивлений по оси q у старого и нового генератора не всегда возможно. В докладе доказано, что для получения одинакового демпфирования качаний ротора в этом случае у старого и модернизированного генератора необходимо провести перенастройку стабилизатора мощности системы в автоматическом регуляторе возбуждения.

В докладе **A1-310** представлены достижения Китайской Народной Республики в части разработки и внедрения в эксплуатацию нового поколения синхронных компенсаторов для электрической сети

ультравысокого напряжения. Работы в этом направлении начались в 2015 г. В настоящее время первая партия из 17 компенсаторов для восьми подстанций уже введена в эксплуатацию. Ещё 10 находятся в стадии изготовления и поставки. Компенсаторы имеют мощность 300 МВАр, горизонтальное неявнополюсное исполнение и статическую систему возбуждения (табл. 3). Приведены результаты моделирования электрической сети с установленными компенсаторами. Показано, что их установка существенно повышает надёжность её функционирования.

Таблица 3

Технические характеристики нового синхронного компенсатора 300 МВАр

Индуктивное сопротивление по продольной оси, %	x_d	150,5 ~153
Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси, %	x'_d	14 ~16,5
Сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси, %	x''_d	11,1 ~11,3
Переходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутых обмотках, с	T'_{d0}	7,46 ~8,8
Переходная постоянная времени по продольной оси, с	T'_d	0,71 ~0,72
Кратность форсировки	K_m	3,5
Перегрузочная способность ротора	-	2,5 I_{fn} в течение 15 с.
Перегрузочная способность статора	-	3,5 I_n в течение 15 с.
Потери %	-	1,07 ~1,15

В докладе **A1-311** описана новая гибкая система возбуждения с многоуровневой топологией для мощных синхронных генераторов, основанная на применении полностью управляемых IGBT-тиристоров. Представлены топология, алгоритмы управления и результаты испытаний системы возбуждения, установленной на реальном гидрогенераторе.

В докладе **A1-312** детально изучаются причины выхода из строя трёх мощных турбогенераторов, которые были введены в эксплуатацию после

длительного хранения. Сделан вывод, что при неправильном хранении турбогенераторов происходит деградация изоляции обмоток, которая приводит к их отказам при вводе в эксплуатацию.

Заключение

1. Роль электрических машин в обеспечении надёжности функционирования энергосистем в условиях колебаний нагрузки и непредсказуемости выработки электроэнергии возобновляемыми источниками генерации становится всё более важной.

2. Возросшие требования к гибкости работы как новых, так и существующих энергетических установок создают препятствия для применения стандартных конструкций электрических машин и требуют использования нестандартных решений.

3. Значительное внимание уделено анализу переменных режимов работы энергосистем, в том числе с возобновляемыми источниками энергии, формулированию требований к генераторам, работающим в переменных режимах, вопросам оптимизации конструкции синхронных компенсаторов, а также использованию блоков «синхронный компенсатор – маховик». Рассматривается конструкция такого блока для энергосистемы Италии и сообщается об уже работающих 10 установках. Подробно описан вариант исполнения высокоэффективного маховика и основные технические характеристики компенсатора.

4. Заслуживает внимания опыт Китая в использовании синхронных компенсаторов с быстродействующей системой возбуждения для энергосистем УВН постоянного и переменного напряжения. Сообщается о разработке и внедрении семи неявнополюсных компенсаторов мощностью 300 МВА на подстанциях УВН и текущем производстве ещё 10 таких электрических машин

5. Следует отметить, что одной из первых публикаций по вопросу использования синхронных компенсаторов в энергосистемах был доклад

советских учёных И.А. Глебова и Н.И. Соколова, озвученный на сессии СИГРЭ в 1972 г. В СССР и России проводились и проводятся работы как по расширению функциональных возможностей классических компенсаторов, так и по созданию и применению асинхронизированных синхронных компенсаторов (АСК), успешно работающих на подстанциях. Столь значительный интерес мировой технической общественности к проблемам компенсации реактивной мощности, повышения динамической устойчивости и стабилизации режимов работы энергосистем подтверждает правильность выбранного направления дальнейшего развития отечественного электромашиностроения.

6. Широкое внедрение возобновляемых источников энергии, использующих энергию ветра, ставит на повестку дня вопросы о путях обеспечения надёжного мониторинга и стратегии их технического обслуживания. Особенно это важно для объектов генерации с затруднённым доступом, нехваткой подходящего погрузочно-разгрузочного оборудования и сложными климатическими условиями.

7. Среди специалистов продолжается дискуссия по вопросам теории и практики применения диагностики обмоток статоров вращающихся электрических машин путём измерения параметров частичных разрядов.

8. Наиболее интересным с точки зрения улучшения технического состояния гидрогенераторов в процессе эксплуатации является доклад о компенсации магнитного эксцентриситета путём отдельного возбуждения разных групп полюсов ротора.

9. Анализируя представленные 26 докладов и имевшую место дискуссию экспертов, можно сделать вывод, что отечественное электромашиностроение находится на достаточно высоком уровне, новые разработки отечественных специалистов соответствуют мировым трендам