

**Коммунизм это есть Советская власть плюс электрификация всей страны. В. И. Ленин**

# **ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО**

**3** Март 1990

**ОРГАН МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРGETИКИ  
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР,  
ВСЕСОЮЗНОГО  
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЩЕСТВА  
ЭНЕРГЕТИКОВ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКОВ  
ИМЕНИ АКАДЕМИКА  
Г. М. КРЖИЖАНОВСКОГО**

**Ежемесячный научно-практический  
и производственный сборник**

**Издание основано в 1956 году**

# Требования к системам аварийного электроснабжения АЭС на базе дизель-генераторов

Инж. Г. В. ТОКМАЧЕВ

Функционирование защитных и локализирующих систем безопасности при различных авариях, сопровождающихся обесточиванием АЭС, обеспечивает резервный источник электроэнергии, в качестве которого в настоящее время на АЭС всех типов широко используются дизель-генераторы [1]. Каждый энергоблок АЭС, как правило, оснащается несколькими независимыми аварийными дизель-генераторами (ДГ), что отражает канальную структуру систем безопасности. Так, в ФРГ энергоблоки первого поколения с реакторами PWR имеют двухканальную структуру системы аварийного электроснабжения, а современные — четырехканальную [2]. Во Франции на серийном энергоблоке электрической мощностью 1300 МВт типа P4 с реактором PWR установлены два ДГ мощностью по 7,2 МВт, каждый из которых обеспечивает приведение энергоблока в безопасное состояние при любых исходных событиях аварии [3, 4].

Энергоблоки АЭС с реакторами ВВЭР оснащены трехканальной системой аварийного электроснабжения с дизель-генераторами различных типов, в частности производства СФРЮ: S2445-12, S2105-12 и S2405-10 (мощность соответственно 6900, 3500 и 7900 кВт·А, частота вращения 500, 500 и 600 мин<sup>-1</sup>,  $\cos\varphi=0,8$  и напряжение 6,3 кВ). На энергоблоках с реакторами ВВЭР, как правило, устанавливаются четыре дизель-генератора мощностью по 2,8 МВт [1]. В последнее время наблюдается тенденция роста единичной мощности дизель-генераторов, что вызвано повышением нагрузки на них вследствие ужесточения требований к безопасности АЭС [5].

О важности роли, отводимой ДГ в структуре систем обеспечения безопасности АЭС, свидетельствуют результаты последних уточненных вероятностных анализов безопасности, выполненных в США для АЭС с легководными реакторами [6]. Оказалось, что аварии, сопровождающие-

ся отказом всех ДГ во время обесточивания АЭС, вносят, так сказать, наибольший вклад в вероятность плавления активной зоны реактора на трех АЭС (Пич-Боттом, Гранд Галф, Сарри) из пяти рассматриваемых. В связи со столь высокой значимостью систем аварийного электроснабжения (и, соответственно, ДГ) АЭС к ним предъявляют ряд специфических требований.

Прежде всего, система аварийного электроснабжения АЭС должна обладать высокой надежностью. Один из способов достижения этой цели — резервирование аварийных ДГ [7]. Обычно системы аварийного электроснабжения разделяются на каналы (аналогично технологическим системам безопасности, которые они обеспечивают электроэнергией. При этом должен удовлетворяться так называемый принцип единичного отказа, т. е. при отказе одного из ДГ мощности остальных должно быть достаточно для выполнения системами безопасности своих функций. В некоторых странах дополнительно постулируют эффективность системы аварийного электроснабжения в ситуации, когда один из каналов выведен из режима готовности (для проведения работ по техническому обслуживанию или ремонту) и одновременно с началом аварии на АЭС имеет место упомянутый единичный отказ. Стандарт США [8] регламентирует минимальный уровень надежности отдельных ДГ, эксплуатируемых на АЭС, исходя из кратности резервирования системы аварийного электроснабжения. В двух-, трех- и четырехканальных системах с 100%-ной эффективностью каждого из каналов, а также в системах  $4 \times 50\%$  и  $5 \times 50\%$  вероятность отказа ДГ на требование должна быть не более 0,05; а в системах  $3 \times 50$ ,  $4 \times 33,3$  и  $5 \times 33,3\%$  — не более 0,025.

Надежность ДГ оговаривается в контракте на поставку агрегата и периодически проверяется в процессе его эксплуатации. Удовлетворение требований к надежности поставленного оборудования подтверждается прилагаемым расчетом и статистическими результатами испытаний стандартного агрегата, включающих подачу 100 последовательных команд на запуск, в ответ на которые допускается не более чем один отказ [1]. Надо сказать, что чаще всего отказы связаны с выходом из строя дизеля и системы управления, а не генератора и его системы возбуждения.

Для выявления и устранения быстро проявляющихся причин отказов и дефектов в ходе пуска наладочных работ производится обкатка дизель-генератора. Продолжительность обкатки четырехтактного ДГ с частотой вращения 1500 об/мин достигает 220 ч и возрастает при уменьшении номинальной частоты вращения дизель-генератора [5].

Надо сказать, что важность задач, решение которых в аварийной ситуации возложено на ДГ, существенным образом сказывается на принципах их проектирования. Так, для повышения вероятности выполнения ДГ своих функций основного элемента системы аварийного электроснабжения АЭС часть их внутренних защит при аварии блокируется [1, 5], ибо риск серьезного повреждения ДГ является вторичным по отношению к риску повреждения активной зоны реактора при полном обесточивании электростанции. Отключению при аварии подлежат защиты ДГ от сравнительно медленно нарастающего воздействия некоторых факторов, например, тепловая защита генератора. К неотключаемым при аварийном запуске ДГ относятся только те системы защиты, которые контролируют критические для функционирования агрегата параметры: чрезмерное превышение номинальной частоты вращения или минимальное выходное напряжение, а в некоторых случаях и низкое давление масла. (При периодических испытаниях ДГ должны быть задействованы все системы их защиты.)

Еще одним фактором, определяющим надежность системы аварийного электроснабжения АЭС, является степень ее подверженности влиянию общих (для элементов разных каналов системы) причин отказов, которые могут быть связаны с конструктивными особенностями элементов, а также с эксплуатационными или внешними воздействиями. В целях снижения вероятности появления отказов по упомянутым причинам регламентируется независимость (физическое и функциональное разделение) ДГ: одного от другого и от всей энергосистемы [8]. Это означает, что каждый ДГ должен иметь свою собственную систему запуска (включая систему подачи сжатого воздуха с компрессорами и рабочими и резервными воздушными баллонами) и независимые системы подачи топлива, масла, охлаждения дизеля и управления [1]. Каждый ДГ должен быть также оснащен своим местным щитом управления, средства управления каждым ДГ на блочном щите

также должны быть индивидуальными. Не допускается использование для нескольких агрегатов общих обеспечивающих систем (например, вентиляции ячеек), если их отказ может привести в неработоспособное состояние несколько ДГ.

Каждый дизель-генератор запускается автоматически по сигналу об аварии на АЭС и подключается к соответствующей (своей) секции. При аварии автоматическая должна быть исключена параллельная работа ДГ с сетью общего электроснабжения. Синхронизирующие устройства, обеспечивающие параллельную работу, следует использовать только во время специальных испытаний ДГ, например в период обкатки до пуска энергоблока.

По условиям одновременного функционирования всех агрегатов при аварии на площадке АЭС должно храниться достаточное количество топлива и других потребляемых материалов. Минимальный их запас на АЭС разных стран рассчитан на период работы при аварии продолжительностью от 2 до 7 сут [7]. Отметим, что качество хранящегося топлива со временем ухудшается. В частности, возможно размножение в нем микроорганизмов, которые при возникновении благоприятных условий могут за 1—2 сут засорить топливные фильтры, что приведет к отказу всех дизель-генераторов (по общей причине) во время аварии на АЭС [4]. Поэтому надо обязательно производить периодическую проверку качества топлива.

ДГ следует защищать от экстремальных внешних воздействий, например землетрясений, которые могут быть источниками отказов по общей причине. В [1] указано, что резервная дизельная электростанция должна выдерживать сейсмические воздействия с ускорением  $0,4 g$  и частотой 2—10 Гц.

К ряду специфических (но от этого не менее важных) требований, предъявляемых к аварийным ДГ, эксплуатируемым в режиме ожидания, следует отнести быстроту их запуска в аварийной ситуации. Время от подачи команды на пуск ДГ до его готовности к принятию нагрузки обычно не превышает 10 с (в исключительных случаях 15) [1]. При разработке конструкции ДГ следует учитывать это требование. Для его удовлетворения, в частности ротор генератора должен иметь предельно малый момент инерции, что в свою очередь может стать одной из причин повышенной пульсации частоты вращения. Возможные расхождения между различными требованиями разрешаются на концептуальной стадии проектирования.

Быстротечность запуска ДГ отрицательно сказывается на их надежности вследствие развития значительных температурных и механических напряжений в элементах дизеля в начальный период. Можно выделить следующие основные причины этого явления [1, 5]:

номинальный расход смазочного масла устанавливается с некоторой задержкой (по сравнению с частотой вращения), что приводит к повышенному трению подвижных частей;

инерционность системы наддува не позволяет обеспечить достаточный расход воздуха и, как следствие, полное сгорание топлива;

низкие температуры поверхностей цилиндров и поршней способствуют конденсации из продуктов сгорания топлива химических активных компонентов.

Для ослабления негативных последствий быстрого запуска ДГ во Франции, например, предпринимаются попытки усовершенствования их конструкции [4]: модернизируются поршневые кольца, изменяется технология изготовления цилиндров (ковка заменяется литьем), оптимизируется состав топлива (в целях уменьшения пиковых давлений в цилиндрах при его неполном сгорании), улучшается качество смазки цилиндров (путем использования новых материалов, способных сохранять смазочные и защитные свойства в течение более чем 800 ч, когда ДГ эксплуатируется в режиме ожидания).

В последнее время предпринимаются попытки смягчения требований к скорости запуска ДГ [9]. Действующие нормы установлены на основании результатов консервативных теплофизических расчетов, выполненных для условий аварийного охлаждения активной зоны при аварии с большой течью теплоносителя и обесточивании энергоблока (т. е. при максимальной проектной аварии). Считается, что в этом случае ДГ должны обеспечить своевременное включение в работу системы аварийного охлаждения активной зоны, чтобы не допустить повышения температуры оболочек твэлов легководных реакторов сверх  $1204,4^\circ\text{C}$ . Фирма «Дженерал электрик» (США) провела дополнительные расчеты условий аварийного охлаждения

активной зоны ядерного реактора BWR и обосновала допустимость значительного увеличения времени запуска ДГ — вплоть до 118 с.

К особенностям работы ДГ при аварии относится ступенчатый характер роста нагрузки вследствие последовательного подключения агрегатов технологических систем безопасности, главным образом асинхронных двигателей насосов, по аварийной программе (в целях уменьшения перегрузок при переходных процессах). Полная нагрузка должна достигаться, как правило, через 20—40 с после получения команды на запуск [1, 5]. Это обуславливает требования к быстрому восстановлению номинальных параметров (приёмистости) ДГ при ударных нагрузках во время подключения очередной ступени какой-либо системы.

Включение в работу асинхронных двигателей насосов, которые, как было сказано, запускаются по аварийной программе, сопровождается большими ударными нагрузками на генератор (100—200 % номинального тока генератора). В этот период падение напряжения на генераторе не должно превышать 15—20 % номинального, а восстановление его до номинального значения (с точностью  $\pm 3\%$ ) должно происходить не более чем за 0,5—1 с [1]. Это возможно при относительно низком индуктивном сопротивлении генератора, что достигается путем увеличения его размеров. Естественно, возможности реализации такого решения ограничены, так как увеличение размеров генератора может вступить в противоречие с требованием иметь малый момент инерции ротора генератора для обеспечения быстроты запуска агрегата.

Регламентируемые пределы падения напряжения влияют также на выбор системы регулирования возбуждением. Предпочтение отдается статическому возбуждению и самовозбуждению. Системы с вращающимися возбудителями имеют наиболее инерционную динамику регулирования. Единственное их достоинство — отсутствие трущихся контактов (контактных колец и щеток), что, впрочем, не является большим преимуществом для редко работающих резервных ДГ (для которых проблема износа щеток и контактных колец может даже не возникнуть).

При ступенчатом увеличении нагрузки снижается и частота вращения ДГ. Степень ее изменения и время вос-

становления до номинального значения зависят от мощности подключаемых потребителей, момента инерции ДГ, показателей дизеля и системы регулирования. Обычно требуется, чтобы в течение 2 с частота вращения восстановилась по крайней мере до 98 % номинальной [1].

В заключение следует отметить, что широкое применение ДГ в качестве главного элемента системы аварийного электроснабжения АЭС обусловлено прежде всего их соответствием современным требованиям по надежности, быстродействию, приёмистости, они легко приводятся в состояние готовности и быстро включаются в работу.

### Список литературы

1. Šaban J., Zaharija-Tiška D., Štrbuncelj Z. Large diesel generators for nuclear power stations and processing industry// Končar journal. 1988. N 1. P. 41—47.
2. Simon M. Redundancy proves its worth in FRGermany// Nuclear Engineering International. 1987. Vol. 32. N 394. P. 57.
3. Meclot B. How EdF brings its PWRs to a safe shutdown during blackout// Nuclear Engineering International. 1987. Vol. 32. N 394. P. 55—56.
4. Colas A. Improving Diesel Generator Reliability at French 900 MWe and 1300 MWe PWRs// Nuclear Engineering International. 1988. Vol. 33. N 426. P. 54—56.
5. Reyraud Y. De la fiabilité à la maintenance des groupes de secours dans les centrales nucléaires// Entropie. 1986. Vol. 22. N 128. P. 49—57.
6. Ericson D. M. Probabilistic safety assessment reaches maturity// Nuclear Engineering International. 1989. Vol. 34. N 422. P. 66—69.
7. Системы аварийного энергоснабжения атомных электростанций. Руководство по безопасности № 50-SG-D7// МАГАТЭ, Вена, 1984.
8. Station Blackout. Regulatory Guide 1.155// Nuclear Regulatory Commission. USA. 1988.
9. Muralidharan R., Chexal V. K. Increasing diesel start time for a boiling water reactor (BWR/6) using the new emergency core cooling system approach// Nuclear Technology. 1987. Vol. 78. N 1. P. 13—23.