

УДК 621.311.2

ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА МЛСП ИМ. Ю. КОРЧАГИНА НА ОСНОВЕ ГИБКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГТГ И МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗГРУЗКИ¹

Николаев Глеб Евгеньевич,студент, Астраханский государственный технический университет, РФ, г. Астрахань
NikolaGE19.01.99@yandex.ru

Аннотация

В статье рассматривается обеспечение устойчивой работы автономного энергокомплекса морской ледостойкой стационарной платформы им. Ю. Корчагина при эксплуатации газотурбинных генераторов в режимах «3+1» и «2+1». Основное внимание уделено связи между фактической располагаемой мощностью генераторных агрегатов, технологической нагрузкой, готовностью резервного ГТГ и настройкой ступеней аварийной разгрузки. Показано, что выбор режима работы генераторов целесообразно выполнять не по паспортной мощности, а по текущему техническому состоянию оборудования и величине доступного резерва. Предложена логика перехода между режимами «2+1» и «3+1», при которой аварийная разгрузка рассматривается как средство сохранения баланса мощности в переходном процессе и предотвращения каскадного отключения потребителей.

Ключевые слова: МЛСП им. Ю. Корчагина, газотурбинный генератор, автономный энергокомплекс, аварийная разгрузка, горячий резерв, режим 3+1, режим 2+1, PMS, SCADA, располагаемая мощность.

ENSURING THE SUSTAINABILITY OF THE AUTONOMOUS POWER COMPLEX OF THE YURY KORCHAGIN ICE-RESISTANT FIXED PLATFORM BASED ON A FLEXIBLE OPERATING MODE OF THE GAS TURBINE GENERATOR AND MODERNIZATION OF THE UNLOADING SYSTEM

Gleb E. Nikolaev

student, Astrakhan State Technical University, Russian Federation, Astrakhan

ABSTRACT

¹ Научный руководитель: Романенко Николай Геннадьевич, кандидат технических наук, доцент, Астраханский государственный технический университет, РФ, г. Астрахань
Scientific supervisor: Nikolay G. Romanenko, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Astrakhan State Technical University, Russian Federation, Astrakhan

The article examines the stable operation of the autonomous power complex of the Yury Korchagin ice-resistant fixed offshore platform when gas turbine generators operate in the “3+1” and “2+1” modes. The analysis focuses on the relationship between the actual available capacity of generator units, technological load, standby generator readiness, and emergency load-shedding settings. The paper shows that the operating mode of gas turbine generators should be selected not on the basis of rated capacity, but with regard to the current technical condition of the units and the available reserve. A logic for switching between the “2+1” and “3+1” modes is proposed, where emergency load shedding supports power balance during transient processes and helps prevent cascading consumer disconnections.

Keywords: Yu. Korchagin ice-resistant fixed platform, gas turbine generator, autonomous power complex, emergency load shedding, hot standby, 3+1 mode, 2+1 mode, PMS, SCADA, available capacity.

Введение

Автономный энергокомплекс морской ледостойкой стационарной платформы работает в условиях, при которых потеря одного генераторного агрегата немедленно влияет на устойчивость технологической цепочки добычи, подготовки и транспортировки углеводородов. Отсутствие подключения к внешней сети переводит задачу резервирования из разряда вспомогательной эксплуатационной функции в основу противоаварийного управления. Для МЛСП им. Ю. Корчагина особое значение приобретает согласование трёх решений: выбора числа работающих газотурбинных генераторов, поддержания готовности резервного агрегата и настройки ступеней отключения потребителей.

Традиционная логика управления автономной генерацией обычно опирается на номинальную установленную мощность агрегатов. В реальной эксплуатации такой подход не всегда достаточен. Фактическая располагаемая мощность газотурбинного генератора зависит от технического состояния, температурных ограничений, наработки, характеристик топлива, динамики наброса нагрузки и состояния вспомогательных систем. При снижении фактического резерва даже формально допустимый режим энергосистемы способен перейти в зону каскадного риска: один отказ вызывает перегрузку оставшихся агрегатов, а запоздалая разгрузка увеличивает вероятность повторного отключения.

Цель исследования – разработать аналитическое обоснование гибкой системы работы ГТГ МЛСП им. Ю. Корчагина в режимах «3+1» и «2+1» с модернизацией алгоритма аварийной разгрузки.

Для достижения цели поставлены три задачи: определить эксплуатационные ограничения автономного энергокомплекса МЛСП при работе газотурбинных генераторов; обосновать связь между режимами резервирования ГТГ и алгоритмом ступенчатой разгрузки потребителей; сформулировать аналитическую модель выбора режима «3+1» или «2+1» с опорой на фактическую располагаемую мощность, величину технологической нагрузки и готовность резерва.

Материалы и методы

Материалом для анализа послужили публикации по автономным системам электроснабжения нефтегазовых объектов, газотурбинной генерации, аварийной разгрузке изолированных энергосистем и цифровому управлению электротехническими комплексами [1-10]. Сведения о МЛСП им. Ю. Корчагина, составе энергокомплекса, режимах работы ГТГ и корректировке уставок использованы как исходная инженерная база исследования.

Результаты и обсуждение

Автономный энергокомплекс МЛСП им. Ю. Корчагина целесообразно рассматривать как изолированную электротехническую систему с высокой долей технологически чувствительных потребителей. В такой системе устойчивость определяется не суммой паспортных мощностей генераторов, а способностью работающих агрегатов принять изменение нагрузки без перехода в режим ограничения по температуре, частоте, напряжению или механическому состоянию. В исследованиях автономных электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий подчёркивается значение качества электроэнергии, быстродействующего резервирования и сохранения питания потребителей первой и второй категорий при нарушениях в системе генерации [1]. Для МЛСП данный вывод означает, что расчёт резерва ГТГ следует вести по фактической располагаемой мощности, поскольку именно она определяет способность энергокомплекса выдержать отказ одного агрегата.

Система аварийной разгрузки в изолированной энергосистеме не сводится к простому отключению части потребителей. Её назначение состоит в быстром восстановлении баланса между генерацией и нагрузкой до того, как частота и напряжение выйдут за допустимые пределы. В работе Н.Л. Бацевой, Т.Т. Валиева, А.С. Федькина и С.М. Хошбекяна показано, что совместная работа автоматической частотной разгрузки и дополнительной разгрузки не гарантирует прекращения снижения частоты при переходном процессе в изолированной энергосистеме месторождения; авторы обосновывают применение автоматической быстрой разгрузки [2]. Для МЛСП отсюда следует требование к уставкам: они не вправе реагировать лишь на уже возникший дефицит, поскольку инерция газотурбинных агрегатов и динамика технологической нагрузки формируют риск быстрее, чем оператор успеет вмешаться вручную.

Гибкая система режимов «3+1» и «2+1» позволяет связать эксплуатационную экономичность с противоаварийной готовностью. Режим «3+1» рационален при высокой технологической нагрузке, нестабильном профиле потребления, ремонтах смежного оборудования или признаках снижения фактической мощности агрегатов. Три ГТГ покрывают основную нагрузку, а четвёртый находится в горячем резерве либо в состоянии ускоренной готовности. Режим «2+1» пригоден для пониженной нагрузки при достаточном подтверждённом резерве, исправном состоянии агрегатов и наличии алгоритма быстрого перехода к усиленному составу генерации. Современные подходы к электроснабжению нефтедобывающих месторождений связывают выбор схемы питания с удалённостью объекта, автономностью и сочетанием разных источников энергии [3]. Значит, для МЛСП режим работы ГТГ следует выбирать не статически, а по текущему состоянию энергосистемы.

Собственная генерация для удалённых объектов нефтегазовой отрасли снижает зависимость от внешней сетевой инфраструктуры, но одновременно переносит всю ответственность за устойчивость внутрь локального энергокомплекса. Н.А. Дубинина и О.Ю. Мичурина связывают строительство новых газотурбинных мощностей с энергоэффективностью и надёжным снабжением потребителей предприятия нефтегазовой отрасли [4]. В.А. Зубакин, К.Н. Юсупов и Н.В. Бунин рассматривают автономные установки как вариант энергообеспечения изолированных объектов нефтегазового комплекса [5]. В условиях МЛСП эти положения усиливают требование к внутреннему резервированию: наличие собственных мощностей полезно лишь при корректном распределении нагрузки между агрегатами, технически подтверждённой готовности резерва и заранее определённой последовательности отключения второстепенных потребителей.

Цифровизация нефтегазового сектора создаёт основу для перехода от ручного управления резервом к автоматизированному выбору режима. П.Г. Назарова характеризует

цифровизацию отрасли через внедрение технологических решений, повышающих эффективность работы месторождения [6]. Для энергокомплекса МЛСП цифровой контур целесообразно строить на передаче данных от контроллеров ГТГ в SCADA и PMS: температура выхлопных газов, вибрация, давление масла, фактическая активная мощность, статус синхронизации, готовность выключателей и состояние шин. На этой основе система способна различать нормальный режим, предупредительный режим и аварийную ситуацию без ожидания ручного решения.

Мультиагентный подход, предложенный Н.В. Павловым и А.Б. Петроченковым для электротехнического комплекса нефтегазодобывающего предприятия с распределённой генерацией, ценен для анализа МЛСП тем, что каждый генератор, потребитель и элемент управления рассматривается как участник общей схемы поддержания электрического режима [7]. В практическом применении к МЛСП такая логика выражается в распределении функций: агент-генератор передаёт данные о готовности и доступной мощности; агент-нагрузка сообщает категорию отключения и величину потребления; агент управления сравнивает текущий резерв с порогами разгрузки; агент резерва инициирует ввод ГТГ или смену режима с «2+1» на «3+1».

Баланс мощности в электрической сети нефтегазодобывающего предприятия с распределённой генерацией требует учёта генерации, потребления и собственных нужд. Н.В. Павлов, А.Б. Петроченков и Н.Л. Бачев предложили методику обеспечения баланса мощности, учитывающую управляющие воздействия в электротехническом комплексе предприятия [8]. Для МЛСП данное положение переводится в правило: решение о разгрузке принимается не после исчезновения резерва, а при достижении предупредительного значения, когда оставшиеся ГТГ ещё сохраняют способность стабилизировать сеть. Поэтому повышение уставки первой ступени разгрузки с 1 до 2,5 МВт в клиентском материале не следует трактовать как простое увеличение запаса; по смыслу это переход от номинальной модели к модели предупреждения каскадного отказа.

Экономическая оценка автономного энергоснабжения не ограничивается сравнением капитальных затрат. М.Г. Салько и А.Р. Милорадов предлагают оценивать выбор системы энергоснабжения автономного месторождения комплексно, принимая во внимание технико-экономические характеристики разных источников энергии [9]. Для МЛСП экономический эффект гибкой схемы ГТГ связан с сокращением простоев, уменьшением числа аварийных остановов, снижением нагрузки на персонал и более рациональным использованием ресурса агрегатов. Режим «2+1» при низкой нагрузке уменьшает избыточную эксплуатацию оборудования, а режим «3+1» при повышенном риске сохраняет оперативный резерв.

Газотурбинные установки малой и средней мощности отличаются высокой применимостью для автономных объектов, но требуют учёта эксплуатационных ограничений. Н.Д. Чичирова, А.А. Филимонова, А.С. Черкасов и А.И. Ляпин обращают внимание на сферы применения, особенности эксплуатации и ограничения развития газотурбинных технологий [10]. Для МЛСП принципиальное значение имеют температурные ограничения, состояние камер сгорания, ресурсные показатели и способность агрегата принять нагрузку после синхронизации. Поэтому горячий резерв предпочтителен в ситуациях, когда холодный пуск не обеспечивает требуемой скорости реакции.

На основе рассмотренных источников и исходного материала по МЛСП предложена аналитическая логика выбора режима. При высокой нагрузке, сниженной фактической мощности хотя бы одного ГТГ, ремонте оборудования или нестабильном профиле потребления назначается режим «3+1». При устойчивой пониженной нагрузке, исправном состоянии агрегатов, достаточной величине резерва и готовности автоматического

перехода к усиленному составу допускается режим «2+1». Переход из «2+1» в «3+1» инициируется при достижении предупредительного порога по резерву, росте температуры Т5, снижении устойчивости частоты, появлении признаков отказа рабочего ГТГ или приближении технологической нагрузки к расчётной границе.

Модернизированный алгоритм разгрузки должен работать совместно с режимом резервирования. Первая ступень отключает потребителей, временное обесточивание которых не нарушает добычу и безопасность; вторая ступень затрагивает более значимые технологические нагрузки и применяется после проверки эффекта первой ступени; третья ступень предназначена для предотвращения полного обесточивания при аварийном останове ГТГ. Введение временной выдержки между ступенями разгрузки снижает вероятность избыточного одномоментного сброса мощности. При этом сама разгрузка не заменяет резервный ГТГ, а поддерживает сеть в интервале, достаточном для ввода резерва и стабилизации режима.

Заключение

Установлено, что эксплуатационные ограничения автономного энергокомплекса МЛСП связаны с отсутствием внешнего сетевого резерва, высокой чувствительностью технологических потребителей и зависимостью фактической мощности ГТГ от технического состояния агрегатов. Для оценки устойчивости недостаточно опираться на установленную мощность; расчёт следует вести по располагаемой мощности и готовности генераторов к приёму дополнительной нагрузки.

Обоснована связь между режимом резервирования ГТГ и алгоритмом аварийной разгрузки. Режим «3+1» повышает готовность энергокомплекса к отказу рабочего агрегата, режим «2+1» рационален при сниженной нагрузке и подтверждённом резерве, а ступенчатая разгрузка сохраняет баланс мощности в переходном режиме. Совместная настройка этих решений снижает риск каскадного отключения.

Сформулирована аналитическая модель выбора режима. Режим «3+1» назначается при высокой нагрузке, признаках снижения фактической мощности, нестабильном профиле потребления или ремонтных ограничениях. Режим «2+1» допустим при низкой устойчивой нагрузке, исправности агрегатов и автоматической готовности перехода к усиленному составу. Модернизация разгрузки через более раннюю уставку первой ступени и выдержку времени между ступенями повышает управляемость переходного процесса без избыточного отключения потребителей.

Список литературы:

1. Абрамович Б. Н., Богданов И. А. Повышение эффективности автономных электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий // Записки Горного института. 2021. Т. 249. С. 408–416. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.10.
2. Бацева Н. Л., Валиев Т. Т., Федькин А. С., Хошбемян С. М. Совершенствование системы разгрузки генераторов в изолированной энергосистеме месторождения // Булатовские чтения: сборник статей. Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2023. С. 178–182.
3. Глухов С. Н. Анализ современных подходов к электроснабжению нефтедобывающих месторождений // Инновационная наука. 2024. № 1(3-2). С. 45–47.
4. Дубинина Н. А., Мичурина О. Ю. Строительство новых генерирующих мощностей как основа энергоэффективности деятельности предприятия нефтегазовой отрасли // Инженерно-строительный вестник Прикаспия. 2024. № 2(48). С. 19–24. DOI: 10.52684/2312-3702-2024-48-1-19-24.

5. Зубакин В. А., Юсупов К. Н., Бунин Н. В. Использование автономных энергетических установок на возобновляемых источниках энергии для энергообеспечения изолированных объектов нефтегазового комплекса // СОК. 2024. № 6. С. 52–55.
6. Назарова П. Г. Цифровизация в нефтегазовом секторе // Современные тенденции в развитии экономики энергетики: сборник материалов III Международной научно-практической конференции, 1 декабря 2022 г. Минск: БНТУ, 2023. С. 222–223.
7. Павлов Н. В., Петроченков А. Б. Разработка мультиагентной системы управления электрическими режимами электротехнического комплекса нефтегазодобывающего предприятия с распределенной генерацией // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2022. № 42. С. 151–177. DOI: 10.15593/2224-9397/2022.2.08.
8. Павлов Н. В., Петроченков А. Б., Бачев Н. Л. Обеспечение баланса мощности в электрической сети нефтегазодобывающего предприятия с объектами распределенной генерации, использующими попутный нефтяной газ // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. 2023. № 46. С. 108–132. DOI: 10.15593/2224-9397/2023.2.05.
9. Салько М. Г., Милорадов А. Р. Комплексная экономическая оценка выбора технологии энергоснабжения автономного нефтегазодобывающего месторождения // Вестник Бурятского государственного университета. Экономика и менеджмент. 2024. № 3. С. 106–115. DOI: 10.18101/2304-4446-2024-3-106-115.
10. Чичирова Н. Д., Филимонова А. А., Черкасов А. С., Ляпин А. И. Обзор возможности применения газовых турбин малой мощности // Журнал Сибирского федерального университета. Техника и технологии. 2023. Т. 16, № 5. С. 584–600. EDN: ETYEJE.

References:

1. Abramovich B.N., Bogdanov I.A. Improving the Efficiency of Autonomous Electrical Complexes of Oil and Gas Enterprises // Zapiski Gornogo Instituta. 2021. Vol. 249. pp. 408–416. DOI: 10.31897/PMI.2021.3.10.
2. Batseva N.L., Valiev T.T., Fedkin A.S., Khoshbekyan S.M. Improving the Generator Unloading System in an Isolated Oil Field Power System // Bulatov Readings: A Collection of Articles. Krasnodar: Izdatelsky Dom – Yug, 2023. pp. 178–182.
3. Glukhov S.N. Analysis of Modern Approaches to Power Supply of Oil Fields // Innovative Science. 2024. No. 1(3-2). pp. 45–47.
4. Dubinina N. A., Michurina O. Yu. Construction of New Generating Capacities as a Basis for Energy Efficiency of Oil and Gas Enterprises // Caspian Engineering and Construction Bulletin. 2024. No. 2(48). pp. 19–24. DOI: 10.52684/2312-3702-2024-48-1-19-24.
5. Zubakin V. A., Yusupov K. N., Bunin N. V. Use of Autonomous Power Plants Based on Renewable Energy Sources to Supply Isolated Oil and Gas Facilities // SOK. 2024. No. 6. pp. 52–55.

6. Nazarova P. G. Digitalization in the Oil and Gas Sector // Current Trends in the Development of Energy Economics: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference, December 1, 2022. Minsk: BNTU, 2023. pp. 222–223.
7. Pavlov N. V., Petrochenkov A. B. Development of a Multi-Agent Control System for Electrical Modes of the Electrical Complex of an Oil and Gas Production Enterprise with Distributed Generation // Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Electrical Engineering, Information Technology, Control Systems. 2022. No. 42. pp. 151–177. DOI: 10.15593/2224-9397/2022.2.08.
8. Pavlov N. V., Petrochenkov A. B., Bachev N. L. Ensuring Power Balance in the Electric Grid of an Oil and Gas Producing Enterprise with Distributed Generation Facilities Using Associated Petroleum Gas // Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Electrical Engineering, Information Technology, Control Systems. 2023. No. 46. pp. 108–132. DOI: 10.15593/2224-9397/2023.2.05.
9. Salko M. G., Miloradov A. R. Comprehensive Economic Assessment of the Choice of Power Supply Technology for an Autonomous Oil and Gas Producing Field // Bulletin of the Buryat State University. Economics and Management. 2024. No. 3. pp. 106–115. DOI: 10.18101/2304-4446-2024-3-106-115.
10. Chichirova N. D., Filimonova A. A., Cherkasov A. S., Lyapin A. I. Review of the Possibility of Using Low-Power Gas Turbines // Journal of the Siberian Federal University. Engineering and Technology. 2023. Vol. 16, No. 5. Pp. 584–600. EDN: ETYEJE.