

*Турчинский А.В.,  
студент магистратуры  
2 курс, Институт энергетики  
Иркутский национальный исследовательский технический университет  
Россия, г. Иркутск*

## **РЕЗЕРВИРОВАНИЕ, КАК МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ**

***Аннотация:** В данной статье рассмотрен метод повышения надежности электроэнергетических систем – резервирование. Дана классификация резерва, рассмотрены проблемы размещения и выбора резерва на различных этапах развития энергосистемы.*

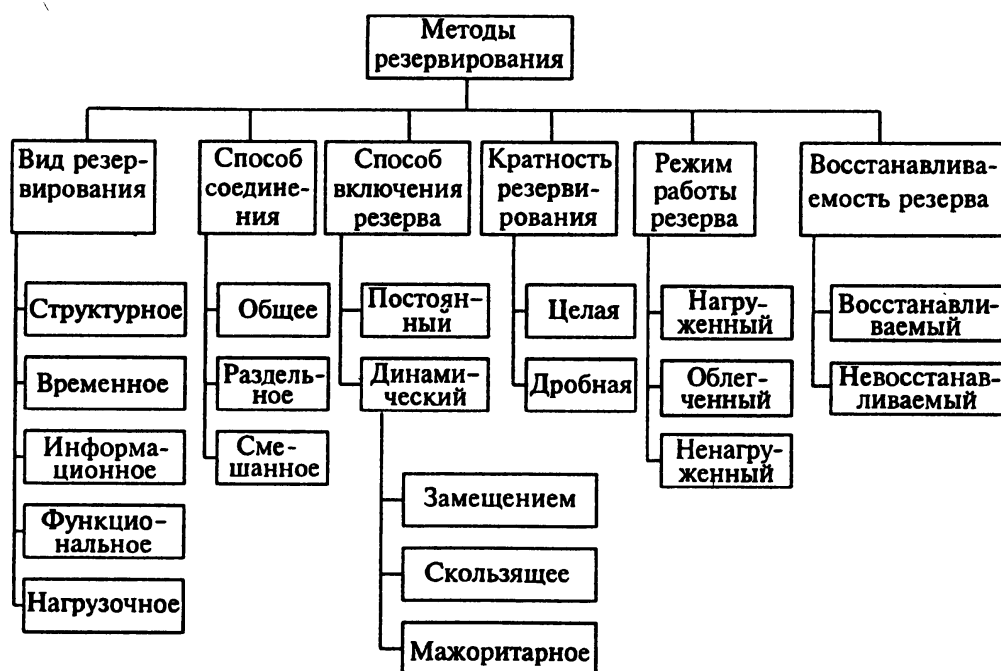
***Ключевые слова:** энергосистема, электроэнергия, надежность, резервирование, резерв мощности.*

***Annotation:** This article discusses the method of improving the reliability of electric power systems - redundancy. The classification of the reserve is given, the problems of placement and selection of the reserve at various stages of the development of the power system are considered.*

***Key words:** power system, electricity, reliability, backup, power reserve.*

Резервирование – это способ повышения надежности объекта введением избыточности, а именно – дополнительных средств и возможностей (ресурсов) сверх минимально необходимых для выполнения объектом заданных функций [1]. На рисунке 1 представлена классификация методов резервирования. Резервирование является одним из основных средств повышения надёжности в энергетике на всех временных уровнях управления электроэнергетической системой (ЭЭС). Оно обеспечивает частичную компенсацию снижения надёжности в ЭЭС, которая возникает по причине отказов оборудования,

нарушения топливоснабжения тепловых электростанций и водоснабжения гидроэлектростанций, отклонения их фактических условий функционирования ЭЭС от прогнозных.



**Рисунок 1. Классификация методов резервирования**

Резервирование является технико-экономической проблемой, решение которой тесно связано с проведением технических мероприятий и с оптимизацией резервов мощности на основе математических моделей. Существует два основных подхода к решению задач оптимального резервирования: нормативный и затратный. Нормативный подход базируется на выборе величины резерва мощности в энергообъединении и его размещении по ЭЭС в целях обеспечения нормативного уровня балансовой надёжности в объединенной энергосистеме и надёжности электроснабжения потребителей. Затратный подход базируется на оптимизации резервов по экономическим критериям, таким как затраты на создание резервов и ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям, по причине дефицита мощности. Так как обеспечение абсолютной надёжности экономически невыгодно, то при

оптимизации резервов мощности в ЭЭС должен соблюдаться баланс между затратами на создание и поддержание резервов и ущербом потребителей от недополучения электроэнергии. И в России и за рубежом применяются оба подхода.

Задачи резервирования решаются взаимосогласовано на этапах планирования развития электроэнергетики и функционирования ЭЭС. При нормальном функционировании ЭЭС резервы используются по своему прямому назначению – для обеспечения балансовой надёжности и надёжного снабжения потребителей электроэнергией требуемого качества. При этом, насколько эффективно будут использованы резервы в условиях эксплуатации, настолько оправданными будут затраты на их создание на этапе планирования развития [2].

Для определения оптимальной величины и размещения резервов мощности в энергообъединении используют вероятностные и оценочные подходы. В общемировой практике большое применение получили вероятностные модели и методы. Они позволяют учитывать такие факторы, как: аварийность генерирующего и сетевого оборудования, случайные колебания нагрузки и ошибки её прогноза, перерывы топливоснабжения, отставания сроков ввода новых мощностей и многие другие случайные факторы, влияющие на надёжность.

При многозонном представлении энергообъединения, используемые в мировой практике критерии выбора величины и размещения резервов мощности, а также показатели балансовой надёжности, не являются в достаточной мере обоснованными и носят, как правило, эмпирический характер. Поэтому для решения задач резервирования в России не может использоваться в чистом виде какая-либо зарубежная методика [3]. Необходим научно обоснованный подход, который бы учитывал фактическое состояние отрасли и современные требования к надёжности, специфику развития и функционирования ЭЭС в условиях энергорынка. До начала реформирования отрасли существовала иерархическая система управления надёжностью и резервами мощности в единой энергетической системе (ЕЭС). Отношения между производителями и

потребителями электроэнергии строились на выполнении обязательств, инструкций и указаний. Традиционные принципы обеспечения надёжности и действующая сегодня в России практика выбора и размещения резервов генерирующей мощности в ЕЭС должны быть скорректированы, в первую очередь в части критериев принятия управленческих решений в рыночных условиях, требований к видам и уровням резервов с учётом современного состояния оборудования электростанций и электрических сетей.

На этапе развития электроэнергетики задача выбора и размещения резерва установленной и генерирующей мощности ЕЭС решается на разных временных этапах: При планировании развития электроэнергетики (период заблаговременности 7-15 лет). При проектировании развития ЕЭС (период заблаговременности 5-10 лет). При функционировании долгосрочного рынка мощности (период заблаговременности 4-5 лет).

На этапе планирования развития электроэнергетики создается генеральная схема расположения объектов электроэнергетики с детализацией по объединённым энергосистемам. Чтобы определить необходимое количество резерва генерирующей мощности на этом этапе производится оценка величины необходимой дополнительной к исходному количеству установленной мощности в ЕЭС. Также структура и размещения ввода дополнительной мощности должны покрывать прогнозируемую нагрузку при учете возможных превышений ожидаемых величин, учитывать возможности проведения плановых технических работ на генерирующем оборудовании, компенсировать мощности, которые могут быть выведены из работы по причине отказов. Необходимость ввода дополнительной установленной мощности определяется из составления перспективных балансов электрической мощности и энергии. Наряду с этим решается задача прогноза роста электропотребления и нагрузок; выбор оптимальной структуры вводимой мощности; определения её параметров и местоположения, выбор порядка очередности строительства; реконструкция, расширение и техническая модернизация электростанций.

При следующем этапе – проектирования, по причине уменьшения заблаговременности принятия решений (5-10 лет) понижается уровень неопределенности спроса на электроэнергию и требуемого увеличения количества установленной мощности для его удовлетворения. При данных условиях производится коррекция количества резерва генерирующей мощности, ее структуры и территориального размещения. Также на этом этапе происходит проверка перспективных балансов мощности и энергии, производится дополнительная коррекция проекта развития энергосистем, уточняются объёмы поставляемых энергетических ресурсов и при возникновении потребности – смена места их расположения, происходит оценка уровня балансовой надежности и коррекция пропускных способностей связей. Значение величины резерва мощности на данном этапе получается исходя из специальных оценочных расчетов при рассмотрении разных аварийных состояний при учете функционального назначения его составляющих (стратегической, оперативной или ремонтной). Стратегический резерв служит для компенсации нарушения баланса мощности по причине непредсказуемых отклонений от прогнозируемых значений, связанных с инерционностью энергетического строительства или же с перегоняющим развитием соседних отраслей. Оперативный резерв служит для обеспечения нормативной надежности покрытия нагрузок, которая оценивается вероятностью бездефицитной работы ЭЭС. Ремонтный резерв служит для компенсации снижения установленной мощности энергетических систем, которая связана с выводом генерирующего оборудования на плановый ремонт. Величина ремонтного резерва определяется на период годового максимума нагрузки на основе конструктивных особенностей и характеристик оборудования при учете нормативов на длительность и периодичность ремонтов.

На этапе функционирования долгосрочного рынка мощности, с заблаговременностью 4-5 лет, размещение и величина резервов мощности по зонам свободного перетока мощности определяются Положением о порядке определения величины спроса на мощность и плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах [4]. Согласно этому положению, величина

спроса на мощность устанавливается произведением величины прогнозируемого в год поставки максимального часового потребления электроэнергии в зоне и планового коэффициента резервирования мощности за вычетом объема производства электроэнергии генерирующими объектами, которые функционируют на розничных рынках. Оба этих параметра определяются Системным оператором.

### **ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ**

1. Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б. Надёжность и резервирование в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука. 1974. – 263 с.
2. Федотова Г.А. Резервирование как составная часть проблемы надёжности в электроэнергетике // Надёжность. 2014. № 1. С. 60-69.
3. Воропай Н.И., Ковалёв Г.Ф., Кучеров Ю.Н. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. – 212с.
4. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Приказ Министерства энергетики России от 30.06.03 № 281 (СО 153-34.20.118-2003)