

Федотова Г.А.

РЕЗЕРВИРОВАНИЕ КАК СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ ПРОБЛЕМЫ НАДЁЖНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Статья посвящена проблеме резервирования генерирующих мощностей в Единой электроэнергетической системе (ЕЭС) России. Рассмотрены используемые в советский период и в настоящее время подходы к ее решению, особенности резервирования в рыночных условиях. Приведены общие принципы резервирования, используемые в России и за рубежом при вертикально-интегрированной иерархической структуре управления электроэнергетикой и в рыночной среде. Даны рекомендации по доработке отдельных нормативных документов, регламентирующих порядок выбора и размещения резервных мощностей в ЕЭС и разработке оптимизационных моделей для решения задач резервирования в многозонном энергообъединении.

Ключевые слова: электроэнергетика, резервирование генерирующих мощностей, балансовая надёжность, энергорынок, конкурентный отбор мощности.

Введение в проблему и основные принципы резервирования

Резервирование является одним из главных средств повышения надёжности в энергетике на всех временных уровнях управления электроэнергетическими системами (ЭЭС). Оно обеспечивает частичную компенсацию снижения надёжности в ЭЭС, возникающего вследствие отказов оборудования, нарушения топливоснабжения ТЭС и водоснабжения ГЭС, отклонения фактических условий функционирования ЭЭС от прогнозных. Задача определения оптимальной величины и размещения резервов мощности в объединенной электроэнергетической системе (ОЭС) с ограниченными пропускными способностями межсистемных электрических связей очень сложна. Несмотря на то, что этой проблемой занимаются уже более полувека, до настоящего времени не существует единого общепринятого подхода к ее решению [1-3]. При полностью централизованном управлении отраслью существует регулирующий орган или регулирующая вертикально-интегрированная компания, отвечающая за выбор и поддержание резерва генерирующей мощности, достаточного для обеспечения необходимого уровня надёжности. В рыночной среде сам рынок может решать, какой уровень резерва мощности нужно обеспечить для соблюдения нормативов надёжности и как его размещать в энергообъединении. Но и в таких моделях управление резервами не осуществляется без какого-либо административного вмешательства. В условиях энергорынка подходы к выбору и размещению резервов мощности в ОЭС меняются в зависимости от типа и структуры рынка.

В электроэнергетических системах с централизованным рынком мощности, к числу которых относится ЕЭС России, формирование резервов генерирующих мощностей производится посредством конкурентного отбора мощности (КОМ) в соответствии с требованиями и правилами энергорынка. Основные функции по формированию правил рынка мощности и требований к поддержанию надёжности ЕЭС России выполняет Системный оператор (СО) (ФЗ № 250 от 04.11.2007). При проведении конкурентного отбора мощности СО определяет потребность в мощности по зонам рынка и отбирает с учетом ограничений по пропускным способностям сети необходимые объемы генерирующей мощности, обеспечивающие достаточный уровень балансовой надёжности по минимальной стоимости. Основные экономические принципы обеспечения надёжности ЭЭС в России в условиях энергорынка определены Федеральным законом “Об электроэнергетике” (статьи 6, 9, 18, 20, 38, 39 [4]). В соответствии с этим законом управление надёжностью и резервами в электроэнергетике должно быть основано на распределении ответственности за их обеспеченность между субъектами отношений и координации этой ответственности на основе сочетания государственного регулирования и рыночных механизмов. Несмотря на большое разнообразие подходов, используемых для выбора и размещения резервов генерирующей мощности в мировой практике, все они основаны на следующих основных принципах.

1. Резервирование является технико-экономической проблемой, решение которой связано как с проведением технических мероприятий, так и с оптимизацией резервов мощности на основе математических моделей. Существует два основных подхода к решению задач оптимального резервирования: нормативный и затратный. Нормативный основан на выборе величины резерва мощности в энергообъединении и его размещении по ЭЭС с целью обеспечения нормативного уровня балансовой надёжности в ОЭС и надёжности электроснабжения потребителей. Затратный состоит в оптимизации резервов по экономическим критериям, включающим затраты на создание резервов и ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям, обусловленного дефицитом мощности. Поскольку обеспечение абсолютной надёжности экономически неэффективно, то при оптимизации резервов мощности в ЭЭС должен быть соблюден баланс между затратами на создание и поддержание резервов и ущербом потребителей от недопоставки электроэнергии. Как в России, так и за рубежом применяются оба подхода.

2. Задачи резервирования решаются взаимосогласованно на этапах планирования развития электроэнергетики и функционирования ЭЭС. Управление планированием развития отрасли предполагает создание резервов установленной мощности ЭЭС и выделение на их создание определённых финансовых средств. При функционировании ЭЭС резервы используются по своему прямому назначению – для обеспечения балансовой надёжности и надёжного снабжения потребителей электроэнергией требуемого качества. При этом, насколько эффективно резервы используются в условиях эксплуатации, настолько оправданы затраты на их создание на этапе планирования развития.

3. Для определения оптимальной величины и размещения резервов мощности в энергообъединении используются оценочные и вероятностные подходы. В мировой практике широкое использование получили вероятностные методы и модели. Они позволяют учитывать аварийность генерирующего и сетевого оборудования, случайные колебания нагрузки и ошибки её прогноза, перерывы топливоснабжения, отставания сроков ввода новых мощностей и другие случайные факторы, влияющие на надёжность.

4. Основную сложность в решении задач надёжности и резервирования в энергообъединении с ограниченными пропускными способностями межсистемных связей является учёт этих ограничений, одновременности прохождения максимумов нагрузок и различий их характерных графиков. Применительно к современным условиям функционирования и развития электроэнергетики России

Федеральным Законом “Об электроэнергетике” введено понятие зоны свободного перетока мощности (ЗСПМ). Наличие большого количества таких зон в ЕЭС, не всегда территориально совпадающих с региональными энергосистемами, усложнило проблему учёта указанных факторов.

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. 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 ЕЭС. Отношения между производителями и потребителями электроэнергии строились на выполнении обязательств, инструкций и указаний. Переход от централизованной системы управления электроэнергетикой к рынку с законодательной и имущественной ответственностью за уровень надёжности всех структур, связанных с производством, транспортом, распределением и потреблением электроэнергии, требует переосмысления принципов формирования резервов генерации в электроэнергетических системах, пересмотра подходов к обеспечению надёжности. 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 [5].

Выбор и размещение резервов генерирующей мощности в ЕЭС России на этапе планирования развития электроэнергетики

При управлении развитием электроэнергетики задачи выбора и размещения резервов установленной генерирующей мощности ЕЭС решаются в разных временных разрезах:

- при планировании развития электроэнергетики (с заблаговременностью 7 – 15 лет);
- при проектировании развития ЕЭС (с заблаговременностью 5-10 лет);
- при функционировании долгосрочного рынка мощности (с заблаговременностью 4 – 5 лет).

При планировании развития электроэнергетики формируется Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики с детализацией по объединённым энергосистемам, которая корректируется не реже одного раза в 3 года. Разрабатываются схемы и программы развития ЕЭС, объединённых и региональных энергосистем, определяющие сбалансированные планы развития генерирующих мощностей и электрических сетей [6]. Одной из главных задач на этом этапе является выбор величины резервов установленной генерирующей мощности в энергосистемах или зонах свободного перетока мощности, обеспечивающих баланс между производством и потреблением электроэнергии и мощности. Её решение осуществляется на основе системы нормативов: на показатели балансовой надёжности; на пропускные способности межсистемных электрических связей, в том числе для реализации резервов мощностей; на запасы топлива на ТЭС, воды на ГЭС и т. д.

Для определения необходимого резерва генерирующей мощности на этом этапе оценивается величина необходимой дополнительной к исходному уровню установленной мощности в ЕЭС. При этом вводы дополнительной генерирующей мощности, её структура и размещение должны обеспечивать покрытие прогнозируемой нагрузки с учётом возможных превышений над ожидаемой величиной, возможность проведения плановых ремонтов генерирующего оборудования и компенсацию мощности, выведенной из работы по причине полных или частичных

отказов. Потребность во вводе дополнительной установленной мощности определяется при составлении перспективных балансов электрической мощности и энергии. При этом решаются задачи прогнозирования роста нагрузок и электропотребления; выбора оптимальной структуры вновь вводимой мощности; определения местоположения и её основных параметров, очередности строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения электростанций. Перспективные балансы мощности и энергии в ЕЭС разрабатываются с учётом условий совместной работы региональных энергосистем в ОЭС. При разделении ЕЭС на зоны свободного перетока мощности балансы составляются для ЕЭС в целом и для каждой зоны, которые затем согласуются и уточняются. Необходимые резервы мощности в региональных ЭЭС или ЗСПМ определяются с учётом сетевых ограничений. В результате для выполнения общего баланса мощности ЕЭС путём технико-экономических расчётов принимаются решения по планированию новых генерирующих мощностей в ЭЭС и усилению пропускных способностей межсистемных связей.

Значения необходимого резерва мощности в энергообъединениях при формировании Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики принимаются как доля (в процентах) от максимумов нагрузки. Они определены в Методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем [7].

На этапе проектирования в связи с уменьшением заблаговременности принятия решений (5 – 10 лет) снижается степень неопределённости спроса на электрическую энергию и требуемого увеличения установленных мощностей для его удовлетворения. В этих условиях осуществляется корректировка уровня резерва генерирующих мощностей, структуры мощности, формирующей резерв, и его территориального размещения. При этом проводится проверка перспективных балансов мощности и энергии, внесение коррективов в проект развития в случае их нарушения, уточнение объёмов поставляемых энергоресурсов и при необходимости изменение мест их размещения, характеристик новых электростанций и сетей, корректировка пропускных способностей связей и оценка уровня балансовой надёжности.

Величина резерва мощности в энергосистемах на этом этапе рассчитывается на основе специальных оценочных расчётов при рассмотрении различных аварийных ситуаций с учётом функционального назначения его составляющих (оперативной, ремонтной и стратегической). При этом оперативный резерв должен обеспечивать нормативную надёжность покрытия нагрузок, оцениваемую вероятностью бездефицитной работы ЭЭС. Ремонтный резерв должен компенсировать снижение установленной мощности энергосистем, связанное с выводом генерирующего оборудования в плановые ремонты. Его величина определяется на период прохождения годового максимума нагрузки на основе характеристик и конструктивных особенностей оборудования с учётом нормативов на периодичность и длительность ремонтов. Стратегический резерв должен компенсировать нарушения баланса мощности из-за непредвиденных его отклонений от прогноза, связанные в основном с инерционностью энергетического строительства и/или с опережающим развитием смежных отраслей.

С заблаговременностью 4 – 5 лет при функционировании долгосрочного рынка мощности величина и размещение резервов мощности по ЗСПМ определяются Положением о порядке определения величины спроса на мощность и плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах [8]. В соответствии с этим положением величина спроса на мощность определяется произведением величины прогнозируемого в год поставки максимального часового потребления электрической энергии в зоне и планового коэффициента резервирования мощности за вычетом объемов производства электрической энергии генерирующими объектами, функционирующими на розничных

рынках. Максимальный часовой объем потребления электрической энергии в зоне определяется Системным оператором на основе прогноза потребления мощности по территориям субъектов Российской Федерации, включенного в программу развития ЕЭС. Плановый коэффициент резервирования мощности рассчитывается Системным оператором для ЗСПМ как сумма показателя 1,17, коэффициента прогнозного недоиспользования мощности и коэффициента, учитывающего экспорт электрической энергии. Коэффициент прогнозного недоиспользования мощности определяется отношением среднемесячного снижения мощности, обусловленного проведением внеплановых ремонтов генерирующего оборудования, к величине прогнозируемого максимального объема потребления в соответствующей зоне.

Действующая схема планирования резерва мощности в электроэнергетике России и используемые нормативные документы, регламентирующие порядок выбора величины необходимого резерва мощности и его размещения в ЕЭС, были разработаны для условий централизованного управления отраслью [6-8]. В Методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем [7] значения оперативного резерва мощности, зависящего от структуры установленного оборудования электростанций, его типов, единичных мощностей и аварийности, величины вероятного отклонения баланса мощности системы от прогноза, вычисляются на основе нормативных значений этих показателей, принятых ещё в советское время. В Положении о порядке определения величины спроса на мощность и плановых коэффициентов резервирования мощности в ЗСПМ [8] выбор планового коэффициента резервирования не основан на непосредственном анализе балансовой надёжности. Эти документы требуют доработки в части учёта функционирования рынка мощности и современных требований к надёжности. В частности:

1. Используемая методика разбиения на ЗСПМ недостаточно обоснована в части выбора оптимального резерва в зонах с учётом надёжности при реализации полноценного конкурентного отбора мощностей.

2. Задание единого для всех зон рынка показателя 1,17 не обеспечивает оптимальность выбора величины и размещения резерва мощности по зонам, поскольку при этом не учитываются различия в зонах по составу и структуре генерирующих мощностей, единичным мощностям и аварийности, по связям с другими зонами и их пропускным способностям.

3. Использование оценочных подходов при выборе величины резервов мощности в ЭЭС не позволяет учитывать случайные факторы, влияющие на надёжность, нужны вероятностные методы и модели. Такие методы применялись в практике планирования развития энергосистем в нашей стране в советский период и широко используются за рубежом.

Следовательно, практика выбора и размещения резервов установленной мощности, сложившаяся в настоящее время в России, не обеспечивает в достаточной степени оптимальность решений по надёжности. Используемая методика не позволяет определить экономически обоснованные значения резервов мощности с учётом надёжности, новых экономических условий развития отрасли и современного состояния энергетического оборудования. Необходимы новые научно обоснованные подходы, соответствующие международным стандартам, учитывающие рыночные отношения в отрасли, современные формы управления электроэнергетикой и требования к надёжности [5, 11]. Они могут быть основаны на методах, разработанных в советский период, адаптированных к современным условиям. Подходы, разработанные и используемые в СССР, базировались на глубоко проработанных фундаментальных исследованиях и вполне соответствовали международным стандартам, но были ориентированы на вертикально-интегрированную централизованно управляемую электроэнергетику [9, 10]. В последние 20 лет они не получили необходимого развития и практического использования.

Содержательные постановки задач выбора и размещения резервов мощности

Как было отмечено ранее, выбор оптимальной величины резерва и его территориальное размещение в ЕЭС по зонам свободного перетока мощности должны быть основаны на компромиссе между стоимостью его создания и поддержания и ущербом у потребителей от недопоставки электроэнергии, обусловленной дефицитом мощности. Повышение надёжности энергосистем путем создания резервов мощности требует увеличения приведённых затрат, включающих капиталовложения и эксплуатационные расходы. При этом уменьшается ущерб потребителей от недоотпуска им электроэнергии.

В общем случае задача оптимизации резерва мощности в ЕЭС состоит в выборе такого резерва, который бы обеспечивал необходимую надёжность при минимальных затратах. На рис. 1 показаны зависимости затрат на создание и поддержание резерва мощности (А), ущерба от недопоставки электроэнергии потребителям (В) и суммарных приведенных затрат с учётом ущерба (С) от величины резерва располагаемой мощности [9]. Минимум кривой суммарных затрат С соответствует оптимальному уровню резерва мощности.

Критерий выбора резерва мощности в отдельной энергосистеме или зоне свободного перетока мощности может быть представлен функционалом:

$$C = C_R + M[Y] \rightarrow \min, \quad (1)$$

где: C – приведенные затраты; C_R – затраты на создание и поддержание резерва генерирующей мощности в зоне; $M[Y]$ – математическое ожидание ущерба от ненадёжности электроснабжения потребителей, обусловленного дефицитом мощности.

Задача выбора и размещения резервов мощности значительно усложняется в энергообъединении со слабыми межсистемными связями. Такое объединение может не отвечать требованиям надёжности при наличии в его составе дефицитных зон даже если отдельные энергосистемы или зоны свободного перетока мощности соответствуют требованиям надёжности или имеют избытки мощности. Недостаток мощности в дефицитных зонах покрыть невозможно из-за ограниченных пропускных способностей внешних связей. Чтобы привести это энергообъединение в соответствие со стандартом надёжности, необходимо либо ввести дополнительные мощности в определенных зонах, либо усилить связи между зонами. Для этого нужно знать, какие связи нужно усилить и в каких зонах при этом экономически целесообразно ввести дополнительные мощности по требованиям надёжности. Чтобы понять, как зависит уровень надёжности объединения от объёма резервирования в зонах и запасов пропускных способностей межсистемных связей, необходимы исследования по оценке балансовой надёжности в отдельных зонах и по объединению в целом с учетом пропускных способностей связей. Решение такой задачи в условиях энергорынка сопряжено с большими трудностями, особенно для крупного энергообъединения, каковым является ЕЭС России.

Для достижения необходимого уровня балансовой надёжности в многозональном энергообъединении со слабыми электрическими связями в качестве альтернативы увеличению резервов генерирующей мощности в зонах может рассматриваться соответствующее увеличение пропускной способности сети. Тогда задача оптимального резервирования заключается в одновременной оптимизации

резервов генерирующей мощности в зонах и запасов по пропускным способностям связей между зонами. В качестве критерия оптимизации может быть использован следующий функционал:

$$C_{\Sigma} = \sum_{\mu=1}^M C_{R\mu} + \sum_{l=1}^L C_l + \sum_{\mu=1}^M M_{\mu}[Y] \rightarrow \min, \quad (2)$$

где: M – количество зон в энергообъединении; L – количество связей между зонами; C_{Σ} – суммарные приведенные затраты в объединении; $C_{R\mu}$ – затраты на создание и поддержание резерва генерирующей мощности в μ -й зоне; C_l – затраты на усиление пропускной способности l -й связи; $M_{\mu}[Y]$ – математическое ожидание ущерба от ненадёжности электроснабжения потребителей в μ -й зоне.

Возможен и другой подход, когда критерием выбора и размещения резерва генерирующей мощности служит минимум суммарных приведенных затрат, включающих затраты на создание резервов генерирующей мощности и усиление связей, а необходимый уровень надёжности электроснабжения потребителей задается ограничением по нормативам. Тогда величина резерва мощности в каждой зоне многозонного объединения будет выбираться из условий экономически целесообразной и технически необходимой (нормативной) надёжности, а критерий выбора резервов мощности в энергообъединении и его размещения по ЗСПМ будет иметь следующий вид:

$$C_{\Sigma} = \sum_{\mu=1}^M C_{R\mu} + \sum_{l=1}^L C_l \rightarrow \min, \pi_{\mu} \geq \pi_{norm}, \quad (3)$$

где π_{μ} и π_{norm} – расчетная величина показателя надёжности электроснабжения потребителей в μ -й зоне и его нормативное значение соответственно.

Использование критерия (3) для выбора и размещения резервов генерирующей мощности ОЭС в рыночных условиях позволяет наиболее полно учитывать специфику отношений между субъектами энергорынка. При централизованном управлении электроэнергетикой России размещение резервов было основано на коллективном принципе взаимопомощи ЭЭС, когда между системами распределялся не только резерв, но и дефицит мощности. Тогда включение математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям в функционал (2) было правомочно. В рыночных условиях в избыточные энергосистемы не может быть распределен дефицит мощности других ЭЭС. Каждая энергосистема стремится в первую очередь обеспечить необходимый уровень собственной надёжности при минимальных затратах и получить максимальную прибыль. Во вторую – выполнить договорные обязательства перед смежными энергосистемами и только после этого выдать избыток мощности для покрытия дефицита мощности в других системах на коммерческой основе. При таком подходе необходимы нормативы надёжности электроснабжения потребителей. Попытка их получения была сделана в СССР [9], но с тех пор работы в этом направлении не ведутся, поэтому оптимизация резервов по критерию (3) пока проблематична.

Использование резервов генерирующей мощности при функционировании ЭЭС

При функционировании ЭЭС основное значение приобретают вопросы использования резервов с учётом их функционального назначения и таких свойств, как мобильность и экономичность.

На этом этапе смысл задачи состоит в уточнении величины резерва мощности в каждой зоне свободного перетока мощности и его перераспределении между зонами с целью обеспечения требуемого уровня надёжности в зонах и по энергообъединению в целом с учетом фактически сложившейся ситуации в энергосистемах. Такое перераспределение в современных условиях функционирования ЭЭС должно производиться через рынок мощности и системных услуг. При этом в каждой зоне должен быть предусмотрен оперативный резерв для покрытия собственной нагрузки с заданной степенью надёжности и ремонтный резерв – для замещения мощностей, выводимых в плановый ремонт и на реконструкцию. Тесная взаимосвязь оперативной и ремонтной составляющих резерва мощности позволяет за счет оптимизации сроков проведения ремонтов в процессе их планирования воздействовать на величину оперативной составляющей, обеспечивающей надёжность. Поэтому задача перераспределения резервов мощности должна решаться совместно с задачей планирования ремонтов генерирующего оборудования, связанных со снижением надёжности. Совместное планирование ремонтов оборудования электрических станций и сетей межсистемных связей дает дополнительные возможности повышения надёжности за счет использования системных эффектов [12].

В условиях энергорынка задача планирования ремонтов заслуживает особого внимания в контексте с проблемой резервирования при функционировании ЭЭС. Разделение собственности и введение рыночных механизмов в процесс управления электроэнергетикой привели к появлению независимых субъектов рынка, имеющих несовпадающие интересы, которые прямо или косвенно отражаются на подходах к планированию ремонтов. Генерирующие и сетевые компании заинтересованы в получении максимальной прибыли от эксплуатации оборудования, установленного на электростанциях и в сетях, находящихся в их собственности. Потребители заинтересованы в минимальной цене на электроэнергию, системный оператор – в обеспечении требуемой надёжности и получении прибыли и т. д. В условиях рынка независимо от выбранного критерия должен работать механизм, позволяющий при выборе сроков проведения плановых ремонтов согласовывать интересы всех субъектов рынка [13].

Перераспределение резервов генерирующей мощности между ЗСПМ в условиях функционирования ЭЭС может осуществляться с помощью оптимизационных математических моделей по критериям надёжности в предположении, что величина имеющихся в зонах резервов определена и экономически обоснована на стадии планирования развития [14]. В зависимости от условий работы энергообъединения и целей оптимизации возможно использование разных критериев надёжности, например, таких:

- Обеспечение равновероятной надёжности электроснабжения потребителей в зонах и во времени.
- Достижение равной вероятности работоспособного состояния энергосистем (зон свободного перетока мощности).
- Выравнивание оперативного резерва мощности между зонами и во времени пропорционально нагрузке.
- Обеспечение максимально возможной надёжности электроснабжения потребителей в энергообъединении с учётом нормативов надёжности в зонах.

Уровень надёжности при этом может оцениваться различными показателями, в том числе показателем относительной обеспеченности электроэнергией потребителей, вероятностью работоспособного состояния энергосистем и т.д. Выбранный показатель надёжности должен быть нормируемым, иметь простой физический смысл и быть достаточно чувствительным к различным возмущениям, приводящим к снижению надёжности (аварийное снижение мощности, случайный

рост нагрузки, вывод оборудования в ремонт) и к мероприятиям, повышающим надёжность (ввод нового оборудования, усиление пропускных способностей связей, резервирование).

Наряду с критериями надёжности теоретически возможно решение рассматриваемой задачи на основе затратных критериев. Тогда путем рационального использования резервов мощности можно обеспечить минимум суммарных затрат, включающих затраты на использование и содержание резервов мощности, на топливо и ремонт оборудования, а также ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям. Практически такой подход трудно реализуем и одна из главных проблем использования затратных критериев заключается в отсутствии необходимой экономической информации и/или в ее недоступности. Непростым делом является прогнозирование цен на топливо и ремонт, затрат на содержание резервов мощности, тарифов на электроэнергию и ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям в условиях энергорынка.

Заключение

Таким образом, существующие и используемые сегодня подходы и методы выбора и размещения резервов генерирующей мощности ЭЭС в России не соответствуют современной организационной структуре отрасли. На сегодняшний день сохраняют силу Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, основанные на едином подходе к проектированию развития энергосистем, в том числе на экономическом обосновании уровня резервов установленной мощности. Данные рекомендации разработаны в 2003 г. и ориентированы на вертикально-интегрированную иерархическую структуру отрасли с централизованным управлением. Требуют доработки рекомендуемые уровни резервов в ОЭС, входящих в состав ЕЭС, в связи с интенсивным старением оборудования электрических станций и сетей.

Необходима доработка Положения о порядке определения величины спроса на мощность, выбора и размещения резервов мощности в части деления ЕЭС на зоны свободного перетока мощности и определения планового коэффициента резервирования мощности в ЗСПМ с учётом требований надёжности.

Применительно к рыночной системе развития электроэнергетики отсутствует методология резервирования, основанная на принятых в мировой практике принципах и подходах. Для выбора величины и размещения резервов мощности, даже на этапе планирования развития ЕЭС, необходимо использование не оценочных подходов, а оптимизационных моделей, основанных

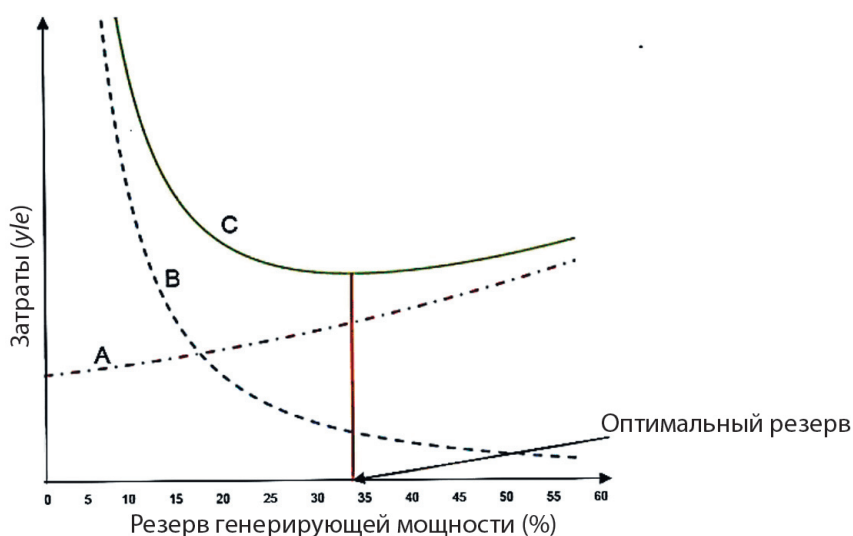


Рис. 1. Выбор оптимального резерва

на использовании вероятностных методов. Поскольку принципы выбора и размещения резервов мощности в России и за рубежом совпадают по основным позициям, то имеющиеся зарубежные разработки для решения рассматриваемой проблемы могут быть использованы в России при условии их адаптации к особенностям российского энергорынка.

Изложенные выше принципы и подходы к резервированию генерирующей мощности и обеспечению надёжности являются в основном традиционными. В настоящее время в условиях развития информационных технологий создаются новые подходы к развитию энергетики на основе современных методов и средств управления, направленных на уменьшение аварийности оборудования, отказов систем управления, на снижение вероятности системных аварий и требуемых резервов генерирующей мощности.

Литература

1. **Billington, Roy and Ronald N. Allan**, "Reliability Evaluation of Power Systems," Second Edition, Plenum Press, New York and London. 1996.
2. ABB, LOLE Resource Adequacy Methodology, Presentation to the New England Installed Capacity Requirement Stakeholder Meeting. November, 18, 2005. http://www.isonewengland.org/committees/comm_wkgrps/othr/icsp/mtrls/2005/nov182005/lole_resource_adequacy_methodology.pdf
3. **Johannes Pfeifenberger, Kathleen Spees, Adam Schumacher**, "A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs." A report by The Brattle Group prepared for PJM Interconnection. September, 2009.
4. Об электроэнергетике. Федеральный Закон РФ от 26.03.2003 № 35.
5. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике. М.: Министерство энергетики РФ. 2011. 170 с.
6. О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики. Постановление Правительства РФ от 17.10.2009 г. № 823.
7. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Приказ Министерства энергетики России от 30.06.03 № 281 (СО 153-34.20.118-2003).
8. Об утверждении Положения о порядке определения величины спроса на мощность для проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности) и порядке определения плановых коэффициентов резервирования мощности в зонах (группах зон) свободного перетока электрической энергии (мощности). Приказ Министерства энергетики РФ от 7 сентября 2010 г. N 431.
9. **Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б.** Надёжность и резервирование в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука. 1974. 263 с.
10. **Руденко Ю.Н., Ушаков И.А.** Надёжность систем энергетики. Новосибирск: Наука. 1989. 328 с.
11. **Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю.** Обеспечение надёжности при управлении развитием электроэнергетических систем для условий реформирования электроэнергетики. // Известия РАН. Энергетика. 2008. № 4. С. 39-48.
12. Надёжность систем энергетики и их оборудования. Справочник в 4 т. Т. 2. Надёжность электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат. 2000. 568 с.
13. **Воропай Н.И., Федотова Г.А.** Планирование ремонтов электрогенерирующего оборудования в рыночной среде с учетом надёжности. // Автоматика и телемеханика. 2010. № 7. С. 179-184.
14. **Fedotova G., Voropai N.** Optimisation of reliability of power supply to consumers. //e-journal "Reliability: Theory & Applications". Vol. 2. June 2007. № 2. P. 57-68. Available: <http://www.gnedenko-forum.org/Journal/index.htm>