

Пиковые и резервные ГПЭС: опыт применения в США



Пиковая электростанция Plains End
мощностью 111 МВт в штате Колорадо

Андрей Никитин – корпорация Wartsila, Россия
Аско Vuorinen – корпорация Wartsila, Финляндия

Наличие в энергосистеме пиковых электростанций является важнейшим условием для надежной работы и бесперебойного снабжения потребителей электроэнергией. В статье на примере ГПЭС Plains End представлен опыт США по применению газопоршневых электростанций большой мощности для снятия пиковых нагрузок в энергосистеме Public Service Company (штат Колорадо).

Электростанция Plains End расположена в г. Арвада (штат Колорадо). Она находится на высоте 1845 м над уровнем моря. Станция принадлежит компании Plains End L.L.C., которая является независимым производителем электроэнергии. Основное назначение электростанции – снятие пиковых нагрузок.

Энергетическое оборудование было поставлено на станцию в декабре 2001 года. Первая очередь общей мощностью 111 МВт запущена в эксплуатацию в апреле 2002 года, через десять месяцев после начала строительства электростанции и через четырнадцать – после подписания контракта. Запуск второй очереди мощностью 117 МВт запланирован на 2008 год. После этого общая мощность станции составит 228 МВт.

Состав электростанции

При проектировании станции был использован концептуальный подход Peaking Plus™, который разработан корпорацией Wartsila специально для американского рынка с целью снятия пиковых и переходных нагрузок. Общая наработка оборудования при этом составляет в среднем 4 000 часов в год.

В настоящее время на станции работают 20 газовых двигателей Wartsila 18V34SG. Мощность каждого из них составляет 5,7 МВт. Двигатель имеет 18 цилиндров V-образного расположения, диаметр 340 мм, ход поршня 350 мм, частота вращения силового вала 720 об/мин. Конструкция двигателей обеспечивает уровень эмиссии 125 ppm. Но поскольку экологические стандарты США требуют соблюдения уровня эмиссии NO_x 9 ppm, в составе электростанции используются блоки каталитического подавления выбросов SCR, а также блоки для снижения уровня CO – система Oxicat (фото 1).

Оборудование расположено в двух машинных залах по 10 установок в каждом (фото 2). Оба зала оборудованы подъемными кранами грузоподъемностью 1,5 т для обслуживания установок. Между машинными залами находится здание, где размещено электротехническое оборудование и диспетчерская (фото 3). Каждый двигатель имеет собственную панель управления. Кроме того, станционная система управления обеспечивает контроль и синхронизацию блоков двигателей. Контроль и мониторинг эксплуатационных параметров оборудования осуществляется главным компьютером.

Эксплуатация

Контроль за работой станции осуществляют два оператора, которых предоставляет корпорация Wartsila в рамках долгосрочного контракта на эксплуатацию и техническое обслуживание. Кроме того, осуществляется дистанционный мониторинг эксплуатационных параметров станции из офиса компании Xcel Energy, с которой заключен 10-летний контракт на поставку электроэнергии.

Xcel Energy занимается энергообеспечением предприятий в регионе. В зоне ее ответственности – соблюдение необходимых параметров поставляемой электроэнергии в соответствии со стандартами WECC (Western Electricity Coordination Council). Специалисты компании тщательно отслеживают все отклонения от требуемых параметров и в случае их появления – оперативно устраняют. В конце каждого месяца в контролируемую организацию подается отчет обо всех выявленных отклонениях. Если они превышают 10% всего времени, то с компании Xcel Energy взимаются штрафы.

Электростанция Plains End используется компанией как дополнительный источник для поддержания частоты тока и других параметров поставляемой энергии. Большую часть времени она находится в холодном резерве, а при необходимости выходит на полную мощность в течение 10 минут. Синхронизация станции занимает 2 минуты, выход с нулевой на полную нагрузку – 8 мин. Уровень наброса нагрузки при этом составляет 12% в минуту.

Второй режим эксплуатации – это горячий резерв, при котором станция работает на 50%-й нагрузке. При этом контроль за работой станции осуществляется дистанционно из г. Денвера. При необходимости с центрального пульта поступает команда, и электростанция выходит на полную нагрузку в течение 10 минут.

Обычно станция запускается один или два раза в день и работает в течение 1-2 часов на 50%-й нагрузке. Затем поступает команда от

оператора по выходу на полную мощность и работе в данном режиме в течение получаса. После чего станция снова переводится в горячий резерв и работает в режиме 50%-й нагрузки.

Время эксплуатации станции в течение года составляет 500-1500 часов. Оно определяется требованиями по балансу в энергосети компании Xcel Energy, которая имеет большой парк ветроэлектростанций. Таким образом, снижение подачи энергии от ветроустановок и ее колебания компенсируются и регулируются резервным оборудованием электростанции Plains End. В энергосистеме присутствует также достаточное количество угольных электростанций, и Plains End помогает перекрывать дефицит электроэнергии в случае аварии на этих станциях, а также во время планового обслуживания или ремонта оборудования.

Первые два года после ввода в эксплуатацию станция работала в качестве вспомогательного источника электроэнергии, затем была переведена в резерв (горячий или холодный). Поскольку основным режимом являлся холодный резерв, система управления была настроена на быстрый пуск станции. Общий КПД станции (нетто) – 43% при полной нагрузке и 40% – на нагрузке 50% от номинала, тепловая мощность 8370 и 9000 кДж/кВт·ч соответственно.

Надежность оборудования станции в 2003 году составила 99,4-99,9%. В 2004 г. электростанция была переведена во вспомогательный режим, после чего основными требованиями, предъявляемыми к ней, стали время запуска и надежность работы в режиме 50%-й нагрузки.

Основными преимуществами двигателей внутреннего сгорания являются высокий (до 47%) КПД и возможность быстрого запуска и выхода на полную мощность. Причем, при работе на половинной нагрузке КПД станции остался выше 40%. Таким образом, можно одновременно эффективно вырабатывать электроэнергию и для сети, и для резервного рынка, продавая туда 50% своей мощности.

Фото 1. Блоки каталитического подавления выбросов SCR и система Oxicat

Фото 2. Машинный зал электростанции с 10 установками Wartsila 18V34SG



Надежность многоагрегатной станции достаточно высока. Можно гарантировать, что станция выйдет на 90-процентную нагрузку в течение 10 минут. Если бы в состав станции мощностью 100 МВт входила только одна газовая турбина, то на полную нагрузку она вышла бы в течение 15 минут. Однако в 5-10 пусков (из 100) она не сможет выйти на номинальную мощность. При использовании нескольких газовых двигателей станция практически во всех случаях выходит на нагрузку более 80 % в течение 10 минут.

Таблица. Расчет капитальных затрат по типам станций согласно инвестиционному плану шт. Колорадо в 2003 г.

	ГТ	ПГУ	Уголь- ные	Ветро- установ.	ГД
Мощность, МВт	139	230	600	80	111
Кап. затраты \$/кВт	430	563	1400	1200	500
В сеть, \$/кВт	150	150	150	150	150
Газовый компрессор \$/кВт	14	14	–	–	–
Всего, \$/кВт	594	727	1450	(1350)	650
Постоянные затраты					
FCR (8%), \$/кВа	47,5	58,2	116,5	108,5	52,0
Эксплуатация и обслуживание, \$/кВа	10,7	12,3	25,8	24,0	11
Всего, \$/кВа	58,2	70,5	141,8	132,0	63
Переменные					
Эксплуатация и обслуживание, \$/МВт·ч	4,3	2,1	3,2	5,0	5,0
Удельный расход топлива (при низшей теплотворной способности), кДж/кВт·ч					
при 100%	11025	7385	10023	–	8651
при 75%	11821	7944	10194	–	8831
при 50%	13462	8822	10717	–	9105
в среднем	12102	8050	10308	–	8862
Топливо, \$/mmBtu	6,0	6,0	2,0	–	6,0
при 100%, \$/МВт·ч	69,7	46,7	19,0	–	54,7
при 75%, \$/МВт·ч	74,7	50,2	19,3	–	55,8
при 50%, \$/МВт·ч	85,1	55,8	20,3	–	57,5
в среднем, \$/МВт·ч	76,5	50,9	19,5	–	56,0
Затраты на CO₂, \$/т	12	12	12	–	12
средняя эффективность	0,298	0,447	0,349	–	0,406
эмиссия CO ₂ , кг/ МВт·ч	601	452	976	–	496
при 100%, \$/МВт·ч	6,6	5,0	11,4	–	5,9
при 75%, \$/МВт·ч	7,1	5,4	11,6	–	6,0
при 50%, \$/МВт·ч	8,1	6,0	12,2	–	6,2
в среднем, \$/МВт·ч	7,2	5,4	11,7	–	6,0
Переменные затраты					
при 100%, \$/МВт·ч	80,6	53,8	33,6	–	65,6
при 75%, \$/МВт·ч	86,1	57,7	34,1	–	66,8
при 50%, \$/МВт·ч	97,5	63,9	35,7	–	68,7
в среднем, \$/МВт·ч	88,0	58,4	34,2	5,0	67,0

Возможные варианты структуры энергосистемы

В 2003 году энергетическая компания Public Service Company of Colorado (PSCO), обслуживающая 75 % всего населения штата Колорадо, провела расчет необходимых инвестиций для строительства оптимального набора электростанций различного типа к 2013 г. Общая установленная мощность всех станций компании составила в 2004 году 3836 МВт. Дополнительно она закупает еще 3552 МВт у независимых производителей энергии, муниципальных и частных электростанций. Рост пиковых потребностей в электроэнергии к 2013 г. составит 1200 МВт. Количество закупаемой электроэнергии увеличится на 2400 МВт к этому периоду. Таким образом, необходимая дополнительная мощность составит 3600 МВт.

При расчете рассматривались угольные, газовые и ветроэлектрические станции. Капитальные затраты и эксплуатационные расходы по каждому типу станций приведены в табл. Данные по другим станциям приняты специалистами компании PSCO исходя из расчетов, а по газовой 111-МВт станции взяты на основе опыта эксплуатации электростанции Plains End.

Точно рассчитать все эксплуатационные расходы будущих электростанций достаточно трудно. Таким образом, было принято, что показатели по КПД, стоимости топлива и квоты по эмиссии CO имеют усредненные значения при работе станций со 100-й нагрузкой в течение 1/3 времени эксплуатации, с 75 %-й – в течение следующей трети срока эксплуатации и 50 %-й – в оставшееся время.

Оптимальные режимы производства электроэнергии

На основании данных, приведенных в табл., можно рассчитать наиболее оптимальный режим эксплуатации электростанций различного типа. Ветроэлектростанции имеют самые низкие переменные затраты. Угольные станции и установки комбинированного цикла имеют одинаковые затраты на T₁

$$T_1 = \frac{141,8 - 70,5}{58,4 - 34,2} = \frac{71,3}{24,2} = 2950 \text{ ч/год.}$$

Установки комбинированного цикла и газопоршневые станции – одинаковые затраты на T₂

$$T_2 = \frac{70,5 - 63,0}{67,0 - 57,3} = \frac{7,5}{9,7} = 770 \text{ ч/год.}$$

У газопоршневых и газотурбинных электростанций одинаковые затраты на T₃

$$T_3 = \frac{63,0 - 58,2}{83,7 - 67,0} = \frac{4,8}{16,7} = 290 \text{ ч/год.}$$

Таким образом, наиболее оптимальными для работы в базовом режиме признаны угольные станции и электростанции комбинированного цикла. При работе в пиковом режиме наименьшие затраты имеют газопоршневые станции (290-770 ч/год). Промышленные газовые турбины имеют самые низкие затраты, если общее время эксплуатации составляет менее 270 часов в год.

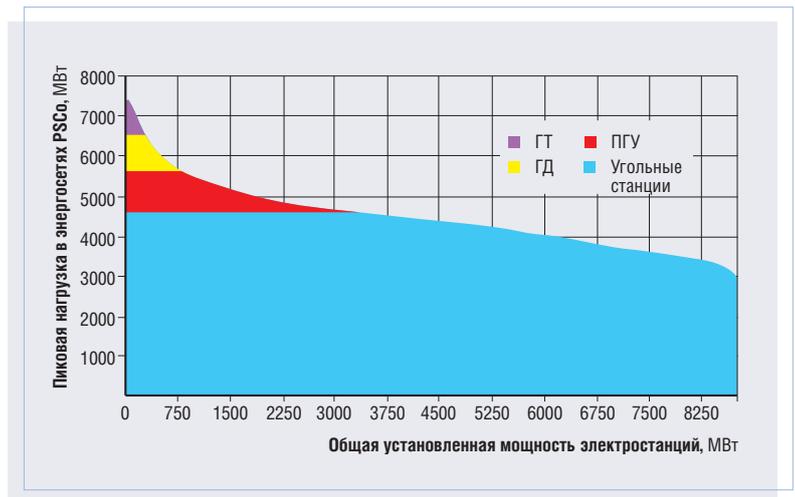
Прогнозируется, что в 2013 году пиковая нагрузка в энергосетях компании PSCo составит 7408 МВт. Соответственно, с учетом резерва 17 % общая установленная мощность электростанций должна быть 8275 МВт. Суммарное потребление электроэнергии составит 37000 ГВт. Годовая наработка оборудования должна быть 5000 часов.

Оптимальный вариант энергосистемы к 2013 году представлен на рис. Доступная мощность должна составить 3600 МВт при базовой нагрузке для угольных, атомных, гидро- и ветроэлектростанций, 1000 МВт – для электростанций комбинированного цикла, 900 МВт – для газопоршневых и 900 МВт – для газотурбинных электростанций. Поскольку время вынужденных простоев примерно 2-6 %, общей установленной мощности всех электростанций будет достаточно для того, чтобы резервировать вышедшее из строя оборудование. Время вынужденных простоев электростанции Plains End, которое было использовано в расчетах PSCo, составит 2 %.

Оптимизация состава вспомогательного оборудования

Поскольку в энергосистеме PSCo запланировано строительство угольной электростанции мощностью 750 МВт, необходим резерв минимум 750 МВт. Таким образом, оборудование мощностью 350 МВт должно находиться в горячем резерве и должно быть синхронизировано с сетью. Остальное оборудование (375 МВт) – в холодном резерве, с возможностью выхода на номинальную мощность в течение 10 минут.

Кроме того, необходимо резервирование для ветроэлектростанций. Показатель ACE (Aegean Control Erog) в энергосистеме должен находиться в допустимых пределах. Учитывая постоянно изменяющуюся скорость ветра и, следовательно, выдаваемую станциями мощность, операторы сети должны иметь резервное оборудование с возможностью быстрого его запуска для компенсации колебаний мощности и поддержания показателя ACE. Исследования, которые были проведены в Дании, показали, что при наличии в энергосистеме ветроэлектростанций общей мощностью 1000 МВт необходима резервная мощность 400 МВт.



В режиме горячего резерва могут эксплуатироваться газотурбинные электростанции, установки комбинированного цикла, угольные и газопоршневые станции. Стоимость вырабатываемой электроэнергии определяется переменными затратами: для газовых турбин (88 \$/МВт·ч) в течение 300 часов в пиковом режиме, для газовых двигателей (67 \$/МВт·ч) в течение следующих 500 часов и для установок комбинированного цикла (58,4 \$/МВт·ч) – в течение следующих 2200 часов.

Газопоршневая электростанция мощностью 11 МВт, в отличие от газотурбинной, способна обеспечивать прибыль в течение 300 часов в пиковом режиме. Ее размер при этом составит $111 \text{ МВт} \times (88-67) \times 300 \text{ ч} = \700 тыс. ежегодно.

В течение 500 часов электростанция может работать на 50 % нагрузки и вырабатывать 55 МВт в режиме горячего резерва. При этом размер прибыли составит $55 \text{ МВт} \times (67-68,7) \times 500 = -\47000 (убыток).

Если стоимость электроэнергии, вырабатываемой ГПЭС в режиме горячего резерва, 15 \$/МВт·ч, то ежегодный доход – \$400000. Чистая прибыль при этом – \$353000 в год.

В режиме холодного резерва могут использоваться только газопоршневые электростанции, поскольку другое оборудование не может быть выведено на номинальную мощность в течение 10 минут. Промышленные газовые турбины, которые были приведены в расчете, обеспечивают выход на номинальную мощность в течение 15 минут.

Если газопоршневая электростанция находится в режиме холодного резерва в течение 8000 часов в год, доход составит $111 \text{ МВт} \times 5 \$ / \text{МВт} \cdot \text{ч} \times 8000 \text{ часов} = \$4\,440\,000$.

Таким образом, доход от эксплуатации оборудования в режиме холодного резерва обеспечивает повышение прибыли от электростанции до \$5,1 млн в год.

Рис. Оптимальная структура энергосистемы PSCo к 2013 году

➔ *Фото 3.*
Диспетчерская с панелями управления установками

Резервная мощность

Инвестиционный план LCR предусматривает до 2013 года наличие в энергосистеме ветроэлектростанций общей мощностью 400...1120 МВт. Соответственно, общая мощность резервируемого оборудования должна быть увеличена на 40 %, или на 160...450 МВт. Необходимый резерв может быть реализован на базе существующих электростанций комбинированного цикла или строительства новых газопоршневых установок. Максимальный наброс нагрузки для газовых двигателей и газовых турбин в течение минуты составляет 10 % от номинальной мощности – значит, на уровень 50 % от номинальной мощности оборудование может выйти в течение 5 минут.

Таким образом, необходимый резерв может быть обеспечен путем строительства новых газопоршневых электростанций, которые будут работать на 50 %-й нагрузке. Если электростанции будут работать на 75 %-й нагрузке, то существует возможность повышать или снижать нагрузку на 25 %. Следовательно, при необходимости резервной мощности 160...450 МВт общая установленная мощность газопоршневых электростанций в энергосистеме должна составлять 600...1800 МВт.

Доход, который обеспечивает резервное оборудование, может быть рассчитан путем сложения дохода от эксплуатации оборудования на 75 %-й нагрузке и дохода от работы в режиме резерва. Если стоимость электроэнергии будет 58 \$/МВт·ч, то прибыль составит

$83 \text{ МВт} \times (58 - 66,8 \text{ \$} / \text{МВт} \cdot \text{ч}) \times 8000 \text{ ч} / \text{год} = -\$ 5,9 \text{ млн}$ (убыток). Но если стоимость электроэнергии в режиме резерва 25 \$/МВт·ч, доход при этом составит

$55,5 \text{ МВт} \times 25 \text{ \$} / \text{МВт} \cdot \text{ч} \times 8000 \text{ ч} / \text{год} = \$ 11,1 \text{ млн}$. Таким образом, чистая прибыль от эксплуатации оборудования в режиме резерва $11,1 - 5,9 = \$ 5,2 \text{ млн}$.

Потенциальная мощность газопоршневых станций в энергосистеме

Общая мощность газопоршневых электростанций, эксплуатирующихся в базовом режиме и режиме холодного резерва, должна составлять не менее 1275 МВт (900 + 375 МВт). Кроме того, к данному показателю необходимо добавить мощность ГПЭС, эксплуатирующихся в режиме горячего резерва (375 МВт). Следовательно, в энергосистеме газопоршневые электростанции мощностью 1275 МВт должны находиться в эксплуатации, а 375 МВт – в резерве.

Ветроэлектростанции также требуют 160...450 МВт резервной мощности. Таким образом, для нормальной работы энергосистемы PSCO в штате Колорадо общая мощность всех



газопоршневых электростанций должна составить к 2013 году 900 МВт для работы в пиковом режиме, 160...450 МВт для резервирования ветростанций, 375 МВт холодного резерва и 375 МВт холодного резерва для компенсации вынужденных простоев больших электростанций других типов.

Заключение

После проведения всех расчетов осенью 2006 года было решено построить вторую очередь электростанции Plains End. В ее состав вошли 14 газопоршневых установок Wartsila 20V34SG мощностью по 8,4 МВт. Таким образом, в 2008 г., после ввода второй очереди, общая мощность станции составит 228 МВт, Plains End станет крупнейшим в мире энергообъектом на базе газовых двигателей с искровым зажиганием.

Газопоршневые электростанции доказали свою конкурентоспособность на рынке США при работе в пиковом режиме. Резервирование мощности достигается путем изменения нагрузки установок на 30 % в сторону увеличения или уменьшения, в соответствии с командами из центрального диспетчерского пункта.

Опыт эксплуатации газопоршневых электростанций в США подтвердил их высокую надежность. Общая мощность работающих и строящихся ГПЭС в данном регионе составляет 1000 МВт. Новые газопоршневые электростанции будут построены в штатах Колорадо, Калифорнии и Канзасе. Самая большая станция данного типа – мощностью 117 МВт – находится в коммерческой эксплуатации в Аризоне. Работая в островном режиме, она обеспечивает электроэнергией угольную шахту.

В настоящее время на 512 объектах в 68 странах мира работают в качестве пиковых и резервных электростанций 1 080 агрегатов общей мощностью 3 150 МВт, которые созданы на базе двигателей Wartsila всех типов. ■

Представительство ПАО «Вяртсила Корпорейшн»
 Россия, 119034, Москва, Сеченовский пер., д. 6, стр. 3
 Тел. +7 (495) 937 75 89, факс +7 (495) 937 75 90
www.wartsila.com